

# भारत का राजपत्र

## The Gazette of India

असामीरण

EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4

PART III—Section 4

प्रधिकार से प्रकाशित

PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 115]

नई दिल्ली, बुधवार, अप्रैल 28, 2010/वैशाख 8, 1932

No. 115]

NEW DELHI, WEDNESDAY, APRIL 28, 2010/VAISAKHA 8, 1932

केंद्रीय विद्युत विनियमक आयोग

उद्देश्यका

नई दिल्ली, 28 अप्रैल, 2010

फा. सं. एल-1/18/2010-केंद्रीया.—भारतीय विद्युत ग्रिड कोड (आईईजीसी) केंद्रीय आयोग द्वारा विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 79 की उप-धारा (1) के खंड (ज) के साथ पठित धारा 178 की उप-धारा (2) के खंड (छ) के अधीन प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए; बनाया गया विनियम है। आईईजीसी ऊर्जा प्रणाली की योजना, विकास, रख-रखाव तथा प्रचालन करने के लिए अधिक दक्ष, विश्वसनीय, मितव्ययी तथा सुनिश्चित नीति से विद्युत के उत्पादन तथा प्रदाय में प्रतिस्पर्धी को सुकर बनाते हुए प्रणाली में विभिन्न व्यक्तियों तथा भागीदारों द्वारा अनुसरण किए जाने वाले नियमों, मार्गदर्शक सिद्धांतों तथा मानकों को अधिकथित करती है।

अधिसूचना

केंद्रीय विद्युत विनियमक आयोग, विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 178 की उप-धारा (2) के खंड (छ) के साथ पठित धारा 79 की उप-धारा (1) के खंड (ज) के अधीन प्रदत्त शक्तियों तथा इस नियम सभी अन्य सामर्थ्यकारी शक्तियों का प्रयोग करते हुए, निम्नलिखित विनियम बनाता है। ये विनियम उस आईईजीसी को अधिकांत करेंगे जो 1-4-2006 से प्रवृत्त थे।

## 1. संक्षिप्त नाम, विस्तार तथा प्रारम्भ

- 1.1 इन विनियमों का संक्षिप्त नाम केंद्रीय विद्युत विनियमक आयोग (भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता) विनियम, 2010 है।
- 1.2 ये विनियम 3-5-2010 से प्रवृत्त होंगे। यह आईईजीसी उस आईईजीसी को अधिकांत करती है जो 1-4-2006 से प्रवृत्त है।

## 2. परिभाषाएं

- (1) इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ से, अन्यथा अपेक्षित न हो :

- (क) "अधिनियम" से समय-समय पर यथासंशोधित विद्युत अधिनियम, 2003 अभिप्रेत है।
- (ख) ऊर्जा प्रणाली (या ग्रिड) प्रचालन में "आनुषंगिक सेवाएं" से ऐसी सेवाएं अभिप्रेत हैं जो ग्रिड की ऊर्जा व्हालिटी, विश्वसनीयता तथा सुरक्षा, अर्थात् आगामी भार के लिए सक्रिय ऊर्जा सहायता, रिएक्टिव ऊर्जा सहायता, ब्लॉक स्टार्ट आदि, को बनाए रखने में ऊर्जा प्रणाली (या ग्रिड) प्रचालन की सहायता के लिए आवश्यक हो।

(या ग्रिड) प्रचालन की सहायता के लिए आवश्यक हो।

(ग) 'स्वचालित वोल्टेज रेगुलेटर' (एवीआर) से उत्पादन टर्मिनलों पर मापित उत्पादन यूनिटों की वोल्टता का नियंत्रण करने के लिए निरंतर कार्य करने वाली स्वचालित उत्तेजन नियंत्रण प्रणाली अभिप्रेत है।

(घ) 'उपलब्ध अंतरण क्षमता (एटीसी)' विनिर्दिष्ट दिशा में वाणिज्यिक संव्यवहारों (दीर्घ-कालिक पहुंच, मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच तथा अल्प-कालिक निर्बाध पहुंच), अनुसूचीकरण के लिए उपलब्ध अंतर-नियंत्रण क्षेत्र अंतरण प्रणाली की पारेषण क्षमता अभिप्रेत है। गणितीय रूप से, एटीसी कुल अंतरण अथवा कम पारेषण विश्वसनीयता मार्जिन है।

(ङ) 'फायदाग्राही' से ऐसा व्यक्ति अभिप्रेत है जिसका अपने-अपने आई एस जी एस में शेयर है।

(च) 'द्विपक्षीय संव्यवहार' से प्रत्यक्षतः व्यापार अनुज्ञादिधारी के माध्यम से या स्वतंत्र बोली के माध्यम से पावर एक्सचेंज पर किया गया विनिर्दिष्ट क्रेता तथा विनिर्दिष्ट विक्रेता के बीच ऊर्जा का (एमडब्ल्यूएच) आदान-प्रदान करने के लिए ऐसा संव्यवहार अभिप्रेत है जो अंतःक्षेपण के विनिर्दिष्ट स्थान से मास के दौरान किसी समय के लिए ऊर्जा की नियत तथा परिवर्तनीय मात्रा के लिए निकासी के विनिर्दिष्ट स्थान तक किया गया है।

(छ) "ब्लैक स्टार्ट प्रक्रिया" से आंशिक या पूर्ण ब्लैक आउट से वसूली के लिए आवश्यक प्रक्रिया अभिप्रेत है।

(ज) "बी आई एस" से भारतीय मानक व्यूरो अभिप्रेत है।  
(झ) "थोक उपभोक्ता" से ऐसा उपभोक्ता अभिप्रेत है जिसने 33 केवी या उससे ऊपर की वोल्टता पर आपूर्ति की है।

(ज) "कैपेसिटर" से रिएक्टिव ऊर्जा के उत्पादन के लिए प्रदान की गई विद्युत सुविधा अभिप्रेत है।

(ट) "केन्द्रीय उत्पादन केंद्र" से केन्द्रीय सरकार के स्वामित्वाधीन या नियंत्रणाधीन कंपनी के स्वामित्वाधीन उत्पादन केंद्र अभिप्रेत है।

(ठ) "केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता (सीटीयू)" से ऐसी सरकारी कंपनी अभिप्रेत है जिसे केन्द्रीय सरकार अधिनियम की धारा 36 की उपधारा (1) के अधीन अधिसूचित करे।

(ड) "सामूहिक संव्यवहार" से अनाय से साथ-साथ विक्रेता तथा क्रेता द्वारा प्रतिस्पर्धा बोली के माध्यम से पावर एक्सचेंज द्वारा किया गया संव्यवहारों का एक सेट है।

(ढ) "संकुलन" से ऐसी परिस्थिति अभिप्रेत है जहां पारेषण क्षमता के लिए मांग उपलब्ध अंतर क्षमता से अधिक होती है।

(ण) "संकुलन करार" से सीटीयू सीटीयू से भिन्न (यदि कोई हो) अंतर-राज्यिक पारेषण

अनुज्ञप्तिधारी के बीच करार तथा अंतस्स-राज्यिक पारेषण प्रणाली के संयोजन और/या उपयोग से संबंधित निवंधन तय करने वाला युक्ति है।

(त) "संयोजन विन्दु" से ऐसा विन्दु अभिप्रेत है जिस पर अभिकरण का संयंत्र और/या साधित्र अन्तस्स-राज्यिक पारेषण प्रणाली से जुड़े हों।

(थ) उत्पादन केंद्र, जिसमें कौपित्र उत्पादन संयंत्र भी है, थोक उपभोक्ता या अंतस्स-राज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के लिए "संयोजकता" से अंतस्स-राज्यिक पारेषण प्रणाली से जुड़ने वाले राज्य अभिप्रेत है।

(द) "नियंत्रण क्षेत्र" एक अंतस्स-संयोजनों, मीटिंग तथा टेलीमीटरों द्वारा बंधित विद्युत प्रणाली है जो अन्य नियंत्रण क्षेत्रों के साथ अपनी विनिमय अनुसूची को बनाए रखने के लिए अपने उत्पादन और/या भार पर नियंत्रण करता है जब कभी ऐसा आवश्यक हो, तथा तुल्यकालिक प्रचालन प्रणाली की फ्रिक्वेंसी विनियमन में योगदान देता है।

(ध) "मांग" से मेगावाट में सक्रिय ऊर्जा तथा जब तक अन्यथा उल्लिखित न हो एम वी ए आर में रिएक्टिव ऊर्जा की मांग अभिप्रेत है।

(न) "मांग प्रत्युत्तर" से अंतिम ग्राहक द्वारा मैनुअल रूप से या स्वचालित रूप से अपनी स्वतः खपत से, अंतिम उपभोक्ता द्वारा विद्युत के उपयोग में कटौती है, जो निम्न फ्रिक्वेंसी पर राज्य द्वारा अधिक निकासी के कारण राज्य द्वारा उपगत किए जा रहे उच्च यूआई प्रभारों के प्रत्युत्तर में हों या पारेषण संकुलन उत्पन्न करने या प्रणाली आकस्मिकता को दूर करने के लिए राज्य द्वारा उपगत किए जा रहे संकुलन प्रभारों के प्रत्युत्तर में ही जिसके लिए ऐसे उपभोक्ता को वित्तीय प्रोत्साहन या निम्न टैरिफ दिया जा सकेगा।

(प) "प्रेषण अनुसूची" से एक्स ऊर्जा संयंत्र कुल एम डब्ल्यू तथा उत्पादन केन्द्र का एम वी ए एच आर डब्ल्यू आउटपुट अभिप्रेत है जिसको समय-समय पर ग्रिड को भेजे जाने के लिए अनुसूचित किया जाना होता है।

(फ) "बाधा अभिलेखक (डीआर)" घटना के दौरान प्रणाली पैरामीटरों के पूर्व चयनित अंकीय तथा सादृश्य मूल्यों के बरताव को अभिलिखित करने के लिए दी गई एक युक्ति है।

(ब) "डाटा अर्जन प्रणाली (डीएएस)" से रिले/उपस्करों/प्रणाली तथा पैरामीटरों के समय पर प्रचालन के अनुक्रम को अभिलिखित करने के लिए प्रदान की गई प्रणाली अभिप्रेत है।

(भ) "निकासी अनुसूची" से सभी आईएसजीएस से स्टेशन-वार एक्स-ऊर्जा संयंत्र निकासी अनुसूचियों का जोड़ है तथा अन्य दीर्घ-कालिक निर्बाध पहुंच, मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच तथा अल्प-कालिक निर्बाध पहुंच संव्यवहारों के परिणामस्वरूप क्षेत्रीय ग्रिड से निकासी/अंतःक्षेपण है।

(म) "डी वी सी" से दामोदर घाटी निगम अधिनियम, 1948 की धारा 3 की उपधारा (1) के अधीन स्थापित दामोदर घाटी निगम अभिप्रेत है।

(य) “हकदारी” से आई एस जी एस की संस्थापित क्षमता/आउटपुट क्षमता में फायदाग्राही का अंश (मेगावाट तथा एम डब्ल्यू एच में) अभिप्रेत है।

(कक) “घटना” से ग्रिड पर अननुसूचित या अयोजनाबद्ध घटना अभिप्रेत है जिसमें त्रुटि, दुर्घटना तथा ब्रेकडाउन सम्मिलित है।

(खख) “घटना लाइंग सुविधा” रिले/उपस्करणों के समय प्रचालन के क्रम को अभिलिखित करने के लिए प्रदान की गई युक्ति अभिप्रेत है।

(गग) “एक्स-ऊर्जा संयंत्र” से सहायक खपत तथा ट्रांसफारमेशन हानियों में कटौती करने के पश्चात् उत्पादन केन्द्र का कुल एमडब्ल्यू/एमडब्ल्यूएच आउटपुट अभिप्रेत है।

(घघ) “त्रुटि निर्धारक, (एफ एल)” से उस दूरी को, जिस पर खराब लाइन पड़ी हुई हो, मापने/उपदर्शित करने के लिए पारेषण लाइन के अंत में प्रदान की गई युक्ति अभिप्रेत है।

(डड) “लचकदार प्रत्यावर्ती करंट पारेषण प्रणाली (एफएसीटीएस)” से ऊर्जा इलैक्ट्रानिक आधारित प्रणाली तथा ऐसे अन्य स्टेटिक उपस्करण अभिप्रेत हैं जो नियंत्रणता बढ़ाने तथा ऊर्जा अंतरण क्षमता में वृद्धि करने के लिए एक या अधिक ऐसी पारेषण प्रणाली पैरामीटरों पर नियंत्रण करती है।

(चच) “तात्कालिक उपाय” से ऐसी घटना अभिप्रेत है जो ऐसे अभिकरणों के नियंत्रण से परे है जिनका पूर्व अनुमान नहीं लगा सकते हैं या जो उद्यम की युक्तियुक्त मात्रा के साथ देखे नहीं जा सकते हैं या निवारित नहीं किए जा सकेंगे और जो सारावान् रूप से या तो अभिकरण द्वारा प्रभावित होते हैं या जो निम्नलिखित तक सीमित हैं:—

(क) दैवीय कार्य, प्राकृतिक प्रकोप जिसमें बाढ़, सूखा, भूकंप तथा महामारी सम्मिलित है;

(ख) कोई सरकारी घरूले या विदेशी कार्य जिसमें घोषित या अघोषित युद्ध, सत्कार, पूर्विकताएं, संगरोध, नौकावरोध;

(ग) बलवे या सिविल युद्ध;

(घ) ग्रिड की असफलता जो किसी व्यक्ति के कारण न हो।

(छछ) “फोर्स आउटेज” से उत्पादन यूनिट या किसी पारेषण सुविधा का ऐसा आउटेज अभिप्रेत है जो त्रुटि या किसी अन्य कारण के कारण हो जिसकी योजना की गई हो।

(जज) “उत्पादन कंपनी” से ऐसी कंपनी या निगम निकाय या संगम या व्यष्टियों का निकाय, चाहे वह निगमित हो या नहीं, या कृत्रिम विधिक व्यक्ति अभिप्रेत है जो किसी उत्पादन केन्द्र का स्वामी हो या उसे प्रचालित करता हो या उसका रखरखाव करता हो।

(झझ) “उत्पादन यूनिट” से ऐसा विद्युत उत्पादन यूनिट अभिप्रेत है जो उस ऊर्जा केन्द्र (संयोजन बिन्दु तक), जो उस टर्बो जनरेटर के प्रचालन से विशेषकर संबंधित हो, पर सभी

संयंत्रों और साधित्रों के साथ-साथ ऊर्जा केन्द्र के भीतर टर्बाइन से जुड़ा हो ।

(अज) “बेहतर उपयोगिता पद्धति” से ऐसी कोई प्रेक्टिस, पद्धति और कार्य अभिप्रेत है जो उस सुसंगत अवधि के दौरान विद्युत उपयोगिता उद्योग के महत्वपूर्ण भाग में लगी हुई है या अनुमोदित है जिससे युक्तियुक्त लागत पर अच्छे परिणाम की आशा की जाती है जिसमें अच्छी व्यवसाय पद्धति विश्वसनीयता, सुरक्षा तथा शीघ्रता सम्मिलित हो ।

(टट) उत्पादन केन्द्र के यूनिट के संबंध में “गर्वनर ड्राप” से रेटिट ऊर्जा आउटपुट के भार से प्रत्येक प्रतिशतता फेरफार के लिए टर्बाइन की गति में प्रतिशतता फेरफार विनिर्दिष्ट करने वाली अंतर्निहित विशेषता है।

(ठठ) “ग्रिड मानक” से अधिनियम की धारा 73 के खंड (घ) के अधीन प्राधिकरण द्वारा विनिर्दिष्ट ग्रिड कोड अभिप्रेत है।

(डड) “अतिरिक्त उच्च वोल्टता (ई एच वी)” वह है जहां वोल्टता उस सामान्य दशा में 33,000 वोल्ट से अधिक है तथापि, जिसके अध्यधीन प्राधिकरण द्वारा प्रतिशतता फेरफार अनुमति की जाती है।

(ढढ) “स्वतंत्र ऊर्जा उत्पादक (आई पी पी)” से ऐसा उत्पादन कंपनियां अभिप्रेत हैं, जो केन्द्रीय/राज्य सरकार के स्वामित्वधीन या नियंत्रण में नहीं हैं।

(णण) “भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता” से ऐसा विनियम अभिप्रेत है जो अधिनियम की धारा 79 की उपधारा (1) (ज) के अनुसार आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट भारतीय ऊर्जा प्रणाली की योजना तथा प्रचालन की रीति को विहित करता है तथा उसके लिए उत्तरदायी है।

(तत) “अन्तर्राजिक उत्पादन केन्द्र (आई एस जी एस)” से ऐसा केन्द्रीय उत्पादन केन्द्र या अन्य उत्पादन केन्द्र अभिप्रेत हैं जिनमें दो या अधिक राज्यों का अंश हो।

(थथ) “अन्तर्राजिक पारेषण प्रणाली” के अन्तर्गत निम्नलिखित सम्मिलित है :—

(i) एक राज्य से राज्यक्षेत्र के दूसरे राज्य के राज्यक्षेत्र को मुख्य पारेषण लाइन के माध्यम से विद्युत के प्रवहण के लिए कोई प्रणाली ;

(ii) किसी मध्यवर्ती राज्य के राज्यक्षेत्र में से होकर ऊर्जा का प्रवहण तथा ऐसे राज्य के भीतर प्रवहण जो ऊर्जा के ऐसे अन्तर्राजिक पारेषण के आनुषंगिक है ;

(iii). किसी राज्य के राज्यक्षेत्र के भीतर, केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता द्वारा निर्मित, उसके स्वामित्वधीन उसके द्वारा प्रचालित, अनुरक्षित या नियंत्रित प्रणाली पर ऊर्जा का पारेषण ।

(दद) “अनुज्ञाप्तिधारी” से ऐसा व्यक्ति अभिप्रेत है जिसे धारा 14 के अधीन अनुज्ञाप्ति प्रदान की गई है।

(धध) “भार” से उपयोगिता/संस्थापन द्वारा उपयोग की गई मेगावाट/एम डब्ल्यू एच,

एचवीएआर/एमवीएआरएच अभिप्रेत है।

(नन) “दीर्घकालिक पहुंच” से 12 वर्ष से अधिक किन्तु 25 वर्ष से अनधिक अवधि के लिए अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली के उपयोग का अधिकार अभिप्रेत है।

(पप) “दीर्घ-कालिक ग्राहक” से ऐसा व्यक्ति अभिप्रेत है जिसे दीर्घ-कालिक पहुंच प्रदान की गई हो जिसमें ऐसा व्यक्ति भी सम्मिलित है जिसे केंद्रीय सेक्टर उत्पादन आबंटित किया गया है, अर्थात् केंद्रीय सरकार के स्वामित्वाधीन या नियन्त्रणाधीन उत्पादन केंद्र से विद्युत आपूर्ति की गई है।

(फफ) “अधिकतम निरन्तर रेटिंग (एम सी आर)” से रेटिंग पैरामीटरों पर विनिर्माता द्वारा गारंटीकृत उत्पादन टर्मिनलों पर भेगावाट में अधिकतम निरन्तर आउटपुट अभिप्रेत है।

(बब) “मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच” से तीन मास से अधिक अवधि के लिए किन्तु 3 वर्ष से अनधिक के लिए अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली का उपयोग करने का अधिकार अभिप्रेत है।

(भभ) “मध्य-कालिक ग्राहक” से ऐसा व्यक्ति अभिप्रेत है जिसे मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच प्रदान की गई हो।

(मम) “राष्ट्रीय ग्रिड” से देश का संपूर्ण अन्तर संयोजित विद्युत ऊर्जा नेटवर्क अभिप्रेत है।

(यय) “कुल निकासी अनुसूची” से कुल पारेषण हानियों (प्राक्कलित) में कटौती करने के पश्चात् फायदाग्राही की निकासी अनुसूची अभिप्रेत है।

(ककक) “एनएलडीसी” - राष्ट्रीय भार प्रेषण केंद्र से अधिनियम की धारा 26 की उपधारा (1) के अधीन स्थापित केंद्र अभिप्रेत है।

(खखख) “प्रचालन” से प्रणाली के प्रचालन से संबंधित अनुसूचित या योजनाबद्ध कार्रवाई अभिप्रेत है।

(गगग) “प्रचालन समन्वय समिति (ओसीसी)” से सभी संघटकों के सदस्यों के साथ आरपीसी समिति अभिप्रेत है जो प्रादेशिक ग्रिड के प्रचालनात्मक पहलुओं को विनिश्चित करती है।

(घघघ) “प्रचालन रेंज” से फ्रिक्वेंसी और वोल्टता की ऐसी प्रचालन रेंज अभिप्रेत है जो प्रचालन कोड (भाग 5) के अधीन विनिर्दिष्ट है।

(डडड) “पूल लेखा” से प्रादेशिक लेखा के लिए यथास्थिति (i) अननुसूचित विनिमय के बारे में संदाय (यू आई लेखा) या (ii) रिएक्टिव ऊर्जा विनिमय (रिएक्टर ऊर्जा लेखा) (iii) संकुलन प्रभार (iv) नवीकरणीय विनियामक प्रभार सम्मिलित है।

(चचच) “पावर ग्रिड” से पावर ग्रिड कारपोरेशन आफ इंडिया लिमिटेड अभिप्रेत है जिसे सीटीयू के रूप में अधिसूचित किया गया है।

(छछछ) “पावर एक्सचेंज” से ऐसा पावर एक्सचेंज अभिप्रेत है जिसे समय-समय पर यथासंशोधित केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (ऊर्जा व्यापार) विनियम, 2010 के अनुसार रजिस्ट्रीकरण प्रदान किया गया है।

(जजज) “ऊर्जा प्रणाली” से उत्पादन, पारेषण वितरण और विद्युत के प्रदाय के सभी

पहलु अभिप्रेत है तथा इसमें निम्नलिखित एक या अधिक सम्मिलित है, अर्थात्—

- (क) उत्पादन केन्द्र;
- (ख) पारेषण तथा मुख्य पारेषण लाइन;
- (ग) उपकेन्द्र;
- (घ) टाई-लाइनें;
- (ङ) भार प्रेषण गतिविधियां;
- (च) मुख्य या वितरण बेन्स;
- (छ) विद्युत प्रदाय लाइने
- (ज) ऊर्जा लाइनें;
- (झ) सेवा लाइनें;
- (ञ) संकर्म;

(झझ) “संरक्षण समन्वय समिति” सभी क्षेत्रीय इकाइयों के सदस्यों सहित आरपीसी की उपसमिति है जो प्रादेशिक ग्रिड के संस्करण एहसू का विनियोग करती है।

(जत्रज) “रिएक्टर” से ऐसी विद्युत सुविधा अभिप्रेत है जो विशेषकर रिएक्टिव ऊर्जा को समापेलित करने के लिए डिजाइन की गई है।

(टटट) “प्रादेशिक इकाई” से ऐसा व्यक्ति अभिप्रेत है जो आरएलडीसी के नियंत्रण क्षेत्र में है तथा जिसकी बीटरिंग तथा ऊर्जा लेखांकन प्रादेशिक स्तर पर किया जाता है।

(ठठठ) “प्रादेशिक ऊर्जा समिति” से उस क्षेत्र में ऊर्जा प्रणाली के एकीकृत प्रचालन को सुकर बनाने के लिए विनिर्दिष्ट क्षेत्र के लिए केन्द्रीय सरकार के संकल्प द्वारा स्थापित एक समिति अभिप्रेत है।

(डडड) “आरपीसी सचिवालय” से आरपीसी सचिवालय अभिप्रेत है।

(ढढढ) “क्षेत्रीय ऊर्जा खाता” से ‘क्षमता प्रभार’, ‘ऊर्जा प्रभार’ और ‘यू आई प्रभार’ की बिलिंग तथा व्यवस्थापन के लिए आरपीसी सचिवालय द्वारा मासिक आधार पर तैयार क्षेत्रीय ऊर्जा खाता अभिप्रेत है।

(णणण) “क्षेत्रीय ग्रिड” से संबंधित क्षेत्र के विद्युत नेटवर्क से जुड़ा संपूर्ण समक्रमिक अभिप्रेत है जो आईएसटीएस, आई एस जी एस तथा अन्तर्राज्यिक प्रणाली से बना है।

(ततत) “प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र (आरएलडीसी)” से अधिनियम की धारा 27 की उपधारा (1) के अधीन स्थापित केन्द्र अभिप्रेत है।

(थथथ) “शेयर” से भारत सरकार द्वारा अधिसूचित आईएसजीएस में फायदाग्राही का प्रतिशतता शेयर अभिप्रेत है या जो संविदा के माध्यम से तय तथा दीर्घ-कालिक पहुंच के माध्यम से कार्यान्वित हो।

(ददद) “अल्प-कालिक निर्बाध पहुंच” से एक समय पर एक मास तक की अवधि के लिए

निर्बाध पहुंच अभिप्रेत है।

(धधध) “स्थिनिंग रिजर्व” से कुछ रिजर्व मार्जिन के साथ भाग भारित उत्पादन क्षमता अभिप्रेत है जो प्रणाली के समकालिक होती है और प्रेषण अनुदेश के अनुसरण में या फ्रिकॉर्सी ड्राप के प्रत्युत्तर में तत्काल अन्य सूचना पर उत्पादन में वृद्धि करती है।

(ननन) “पारेषण प्रणाली के लिए स्थायी समिति” से आईएसटीएस और सहबद्ध अन्तर्राजिक प्रणाली में विस्तार या उपांतरण करने के लिए प्रस्तावों पर विचार-विमर्श करने, पुनर्विलोकन करने तथा उन्हें अंतिम रूप देने के लिए सीईए द्वारा गठित समिति अभिप्रेत है।

(पपप) “एसईबी” से राज्य विद्युत बोर्ड जिसमें राज्य विद्युत विभाग भी सम्मिलित है, अभिप्रेत है।

(फफफ) “एसईआरसी” से राज्य विद्युत विनियामक आयोग अभिप्रेत है।

(बबब) “राज्य भार प्रेषण केन्द्र (एसएसडीसी)” से अधिनियम की धारा 31 की उपधारा (1) के अधीन स्थापित केन्द्र अभिप्रेत है।

(भभभ) “राज्य पारेषण उपयोगिता (एसटीयू)” से ऐसा बोर्ड या सरकारी कंपनी अभिप्रेत है जो अधिनियम की धारा 39 की उपधारा (1) के अधीन राज्य सरकार द्वारा इस रूप में विनिर्दिष्ट की गई है।

(ममम) “स्टेटिक वीएआर कंपनसेटर (एसवीसी)” से उत्पादन के प्रयोजन के लिए या रिएक्टिव ऊर्जा को समाप्तेलित करने के लिए डिजाइन की गई विद्युत सुविधा अभिप्रेत है।

(ययय) “तकनीकी सहयोग समिति (टीसीसी)” से क्षेत्रीय ग्रिड के प्रचालन के तकनीकी तथा वाणिज्यिक पहलुओं का समन्वय करने के लिए आरपीसी द्वारा स्थापित समिति अभिप्रेत है।

(कककक) “समय-ब्लाक” से प्रत्येक 15 मिनट का ब्लाक अभिप्रेत है जिसके लिए विशेष ऊर्जा मीटर विनिर्दिष्ट विद्युत पैरामीटरों तथा मात्राओं को प्रारंभिक प्रथम समय-ब्लाक और 00.00 घंटे के साथ अभिलिखित करते हैं।

(खखखख) “कुल अंतरण क्षमता (टीटीसी)” एक इलेक्ट्रिक ऊर्जा मानी जाती है जिसे बुरे हालात में होने वाले प्रभावों पर विचार करते हुए प्रचालन परिस्थिति के दिए गए सेट के अंतर्गत अंतर नियंत्रण क्षेत्र पारेषण प्रणाली पर विश्वसनीय रूप से अंतरित किया जा सकता है।

(गगगग) “पारेषण अनुज्ञाप्ति” से विद्युत को पारेषित करने के लिए अधिनियम की धारा 14 के अधीन अनुदत्त अनुज्ञाप्ति अभिप्रेत है।

(घघघघ) “पारेषण योजना मानदंड” से पारेषण प्रणाली की योजना या डिजाइन के लिए सीईए द्वारा जारी नीति, मानक तथा मार्गदर्शक सिद्धान्त अभिप्रेत हैं।

(डडडड) “पारेषण विश्वसनीयता मार्जिन (टीआरएम)” यह सुनिश्चित करने के लिए आवश्यक तथा अंतरण क्षमता में रखी गई मार्जिन की रकम है कि अंतर-संयोजित पारेषण नेटवर्क

प्रणाली परिस्थिति में अनिश्चतता होने पर भी सुरक्षित है।

(चचचच) “अननुसूचित विनियम (यूआई)” से उत्पादन केंद्र के लिए समय-समय पर या विक्रेता से कुल वास्तविक उत्पादन माइनस इसकी कुल अननुसूचित उत्पादन अभिप्रेत है तथा फायदागाही तथा क्रेता से इसकी कुल वास्तविक निकासी माइनस इसकी कुल अनुसूचित निकासी अभिप्रेत है।

(छछछछ) “उपयोक्ता” से उत्पादन कंपनी, जिसमें कैटिव उत्पादन संयंत्र या पारेषण अनुज्ञापिधारी (केंद्रीय पारेषण उपयोगिता या राज्य पारेषण उपयोगिता से भिन्न) या वितरण अनुज्ञापिधारी या थोक उपभोक्ता जैसे ऐसे व्यक्ति हैं जिसकी विद्युत संयंत्र 33 कैवी और उससे ऊपर के बोल्ट्टा स्तर पर आईएसटीएस से जुड़ा हो।

(2) इन विनियमों में प्रयुक्त शब्दों तथा अभिव्यक्तियों, जो यहां परिभाषित नहीं हैं, किन्तु अधिनियम में परिभाषित हैं, का वहीं अर्थ होगा जो अधिनियम में है।

## भाग 1 साधारण

### 1.1 प्रस्तावना

भारतीय ऊर्जा प्रणाली असंख्य अभिकरणों का एक समूह है। ऊर्जा प्रणाली से विद्युत के उत्पादन, पारेषण, वितरण तथा प्रदान के सभी पहलू अभिप्रेत हैं तथा इसमें निम्नलिखित एक या उससे अधिक सम्बलित हैं; अर्थात् :-

- (क) उत्पादन केंद्र;
- (ख) पारेषण या मुख्य पारेषण लाइनें;
- (ग) उप-केन्द्र;
- (घ) टाई-लाइनें;
- (ङ) भार प्रेषण गतिविधियाँ;
- (च) मुख्य तथा वितरण मुख्य;
- (छ) विद्युत प्रदाय लाइनें;
- (ज) ऊर्जा लाइनें;
- (झ) सेवा लाइनें;
- (ञ) संकर्म;

### 1.2 उद्देश्य

आईईजीसी तकनीकी तथा वाणिज्यिक नियमों, अंतस्राज्यिक पारेषण प्रणाली से जुड़े/या उसका उपयोग करने वाली सभी उपयोगिताओं को एक सूत्र में बांधती है और निम्नलिखित उपबंध करती है :

- उन सिद्धांतों तथा प्रक्रियाओं का प्रलेखन जो अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली (आईएसटीएस), राष्ट्रीय भार प्रेषण केंद्र तथा प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्र तथा राज्य भार प्रेषण केंद्र के बीच संबंधों को परिभाषित करते हैं।
- ग्रिड के बेहतर प्रचालन के सरलीकरण, ग्रिड में उत्पादन तथा पारेषण सुविधाओं के समन्वयक तथा बेहतर रखरखाव योजना का सरलीकरण तथा मितव्ययी तथा विश्वसनीय राष्ट्रीय/प्रादेशिक ग्रिड का विकास तथा योजना का सरलीकरण।
- आईएसटीएस के सभी उपभोक्ताओं को लागू आईएसटीएस के प्रचालन के सामान्य आधार को परिभाषित करते हुए ऊर्जा विकास तथा सहायक सेवाओं के कृत्यों का सरलीकरण।
- ग्रिड में इन संसाधनों के एकीकरण के लिए तकनीकी तथा वाणिज्यिक पहलुओं को विनिर्दिष्ट करके नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के विकास का सरलीकरण।

### 1.3 विस्तार

- (i) सभी उपयोक्ताओं, एसएलडीसी, आरएलडीसी, एनएलडीसी, सीईए, सीटीयू, एसटीयू अनुब्रप्तिधारियों, आरपीसी तथा पावर एक्सचेंजों से आईईजीसी में परिभाषित सिद्धांतों तथा प्रक्रियाओं, जहां तक वे उस पक्षकार को लागू होते हैं, का पालन करने की अपेक्षा की जाती है।
- (ii) आईईजीसी के प्रयोजन के लिए, दामोदर घाटी निगम को (डीवीसी) इस बात को ध्यान में रखते हुए एसटीयू/एसईबी के समान समझा जाएगा कि डीवीसी, एसईबी के समान शीर्षस्थ एकीकृत उपयोगिता है और इसका सुस्थापित आधिपत्य क्षेत्र में स्वयं का उत्पादन, पारेषण तथा वितरण है। तदनुसार, मैथान स्थित केंद्रीय भार प्रेषण केंद्र डीवीसी के क्षेत्र के लिए इस संहिता में परिकल्पित एसएलडीसी के कृत्यों का पालन करेगा।
- (iii) आईईजीसी के प्रयोजन के लिए, भाखड़ा व्यास प्रबंधन बोर्ड (बीबीएमबी) और सरदार सरोवर नर्मदा निगम लिमिटेड (एसएसएनएल) के उत्पादन केंद्रों को, अंतर-राज्यिक उत्पादन केंद्रों के रूप में समझा जाएगा यद्यपि, उनकी पारेषण प्रणाली आईएसटीएस का भाग रूप होगी। यह इसलिए है कि उत्तरी क्षेत्र/पश्चिमी क्षेत्र के कुछ ही राज्यों की बीबीएमबी/एसएसपी में हिस्सेदारी है और उनकी उत्पादन यूनिटों को एक विशेष रीति (सिंचाई अपेक्षाओं के समन्वयन में) में अनुसूचित और प्रेषण किया जाना होता है। बीबीएमबी/एसएसपी उत्पादन के अनुसूचीकरण तथा प्रेषण की नियंत्रण जिम्मेदारी बीबीएमबी/नर्मदा नियंत्रण प्राधिकरण (एनसीए) इस उपबंध के साथ होगी कि अपने-अपने प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्र तथा फायदाग्राहियों के साथ वह सम्यक् रूप से समन्वय करेगा।

(iv) भारतीय (राष्ट्रीय) ग्रिड से अंतर्रासंयोजित किसी भी पड़ोसी देश को पृथक् नियंत्रण क्षेत्र के रूप में समझा जाएगा।

#### 1.4 आईईजीसी की संरचना

इस आईईजीसी में निम्नलिखित अंतर्विष्ट है :

(i) भाग 2 : विभिन्न संगठनों की भूमिका तथा उनके लिंकेज

यह भाग उन विभिन्न संगठनों के कृत्यों को परिभाषित करता है जो आईईजीसी से सुरक्षित हैं।

(ii) भाग 3 : अंतर्राज्यिक पारेषण के लिए योजनाबद्ध संहिता

यह भाग ऊर्जा अंतरण तथा सहबद्ध आईएसटीएस की योजना तथा विकास में अंगीकार किए जाने वाले मार्गदर्शक सिद्धांतों के लिए उपबंध करता है। योजना संहिता भार पूर्वानुमान, उत्पादन उपलब्धता, तथा भावी वर्षों में अध्ययन के लिए ऊर्जा प्रणाली योजना आदि के लिए ऊर्जा प्रणाली के योजना अभिकरणों तथा विभिन्न मानीटरों के बीच अपेक्षित विस्तृत जानकारी का आदान-प्रदान करता है। योजना संहिता योजना प्रक्रिया के दौरान अंगीकार किए जाने वाले विभिन्न मानदंड अनुबद्ध करते हैं।

(iii) भाग 4 : संयोजन संहिता

यह भाग संपूर्ण प्रणाली पर एकरूपता तथा क्वालिटी को बनाए रखने के लिए एसटीयू, सीटीयू तथा प्रणाली से जुड़े कोई उपभोक्ता या आईएसटीएस का संयोजन चाहने के लिए अनुपालन किए जाने वाले न्यूनतम तथा डिजाइन मानदंडों को विनिर्दिष्ट करता है। इसमें आईएसटीएस के संयोजन के लिए प्रक्रिया भी सम्मिलित है।

(iv) भाग 5 : प्रचालन संहिता

यह भाग ग्रिड प्रचालन को दक्ष, सुरक्षित तथा विश्वस्त बनाए रखने के लिए प्रचालनात्मक युक्ति विहित करता है तथा इसमें निम्नलिखित खंड अंतर्विष्ट हैं :-

(क) प्रचालन नीति

(ख) प्रणाली सुरक्षा पहलू

यह खंड उत्पादन कंपनियों तथा सभी प्रादेशिक इकाईयों, सीटीयू, एसटीयू तथा ग्रिड के सभी अन्य उपभोक्ताओं द्वारा अनुसरण किए जाने वाले साधारण सुरक्षा पहलुओं को विहित करता है।

**(ग) प्रचालन प्रयोजनों के लिए मात्र प्राक्कलन**

यह खंड एसईबी/वितरण अनुज्ञातिधारियों द्वारा अपनी प्रणालियों के लिए मांग प्राक्कलन/दिन/सप्ताह/मास/आगे के वर्ष के लिए एसएलडीसी द्वारा अपने नियंत्रण क्षेत्र के लिए प्रक्रियाओं का वर्णन करता है, जिसका उपयोग प्रचालनात्मक योजना के लिए किया जाएगा।

**(घ) मांग प्रबंधन**

यह खंड प्रत्येक एसईबी/एसएलडीसी/वितरण अनुज्ञातिधारी/थोक उपभोक्ता द्वारा मांग नियंत्रण के लिए इकाई द्वारा अधिक निकासी, फ्रिकवेंसी, बोल्टता तथा पारेषण संकुलन तथा ग्रिड सुरक्षा की किसी अन्य अपेक्षा पर निर्भर करते हुए, स्वीकार की जाने वाली पद्धति की पहचान करता है।

**(ङ) आवधिक रिपोर्ट**

यह खंड फ्रिकवेंसी प्रोफाइल आदि जैसे ग्रिड के प्रचालन पैरामीटरों की रिपोर्टिंग के लिए विभिन्न उपबंधों का प्रावधान करता है।

**(च) प्रचालनात्मक संपर्क**

यह खंड ग्रिड के सामान्य प्रचालन और/या जानकारी के संबंध में जानकारी का आदान-प्रदान करने के लिए अपेक्षा विहित करता है।

**(छ) आउटेज प्रक्रिया**

यह खंड आउटेज योजना के लिए प्रक्रिया उपदर्शित करता है।

**(ज) वसूली प्रक्रिया**

इस खंड में ब्लैक स्टार्ट तथा द्विपस्समूह, आदि को पुनः आरंभ करने के लिए प्रमुख ग्रिड बाधाओं का अनुसरण की जाने वाली प्रक्रिया अंतर्विष्ट है।

**(झ) घटना की जानकारी**

यह खंड उस प्रक्रिया को विहित करता है जिसके द्वारा घटनाओं की रिपोर्टिंग की जाती है तथा अपेक्षित जानकारी का आदान-प्रदान किया जाता है।

## (v) भाग 6 : अनुसूचीकरण तथा प्रेषण संहिता

यह खंड अंतर्राज्यिक उत्पादन केंद्रों (आईएसजीएस) के उत्पादन की अनुसूचीकरण तथा प्रेषण और दीर्घकालिक पहुंच, मध्य-कालिक तथा अल्पकालिक निर्बाध पहुंच, जिसमें अनुपूरक वाणिज्यिक तंत्र भी है, के माध्यम से अन्य संव्यवहारों की अनुसूचीकरण के लिए आईएसजीएस, राष्ट्रीय भार प्रेषण केंद्र (एनएलडीसी), प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्र (आरएलडीसी), पावर एक्सचेंजों तथा राज्य भार प्रेषण केंद्र (आरएलडीसी), तथा अन्य संबंधित व्यक्तियों के बीच जानकारी देने की प्रक्रिया के साथ आगे के दिन तथा अंतः-दिन के आधार पर स्वीकार की जाने वाली प्रक्रिया से संबंधित है।

अधिकांश पवन तथा सौर ऊर्जा स्रोत इस समय संयोजित हैं तथा भविष्य में इनकी एसटीयू या राज्य वितरण उपयोगिता से जुड़ जाने की संभावना है। तथापि, ऐसे स्रोतों से उत्पादन की परिवर्तनीय प्रकृति को ध्यान में रखते हुए तथा ऐसी परिवर्तनीयता का बहुत अधिक प्रभाव ग्रिड पर होने तथा ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों पर भारत सरकार का ध्यान आकर्षित करने की दृष्टि से, पवन तथा सौर ऊर्जा स्रोतों की अनुसूचीकरण को इस संहिता में समाप्तित किया गया है।

## (vi) भाग 7 : प्रकीर्ण

## 1.5 अनुपालन अन्वेषा

- (i) आरएलडीसी आईईजीसी के किंसी भी उपबंध का लगातार अतिलंघन की घटनाओं तथा ग्रिड प्रचालनों के स्थायित्व को सुनिश्चित करने के लिए अपेक्षित पर्यवेक्षण तथा नियंत्रण का प्रयोग करने के लिए तथा अपने नियंत्रणाधीन क्षेत्र में ऊर्जा प्रणाली के प्रचालन में अधिकतम मितव्ययी और दक्षता की पूर्ति के लिए आरएलडीसी के निदेशों का लगातार अननुपालन करने की घटनाओं की रिपोर्टिंग करते हुए, इस संबंध में याचिका फाइल करेंगे।
- (ii) प्रादेशिक ऊर्जा समिति (आरपीसी) आईईजीसी के उपबंधों का अननुपालन करने की घटनाओं का लगातार मानीटर भी करेगी तथा सभी प्रचालनात्मक मुद्दों को निपटाने का प्रयास करेगी और ऐसे उपाय बताएगी जिसमें अननुपालन के ऐसे मामलों में आम सहमति बनायी जा सके। सदस्य-सचिव, आरपीसी ऐसे मुद्दों की भी रिपोर्ट अयोग को देगा जिसे आरपीसी फोरम में निपटाया जा सके। आरपीसी यूआई संदाय की प्रास्थिति तथा राज्यों द्वारा कैप्सिटरों की संस्थापना अर्थात् ऐसे अपेक्षा/लक्ष्यों जो आरपीसी द्वारा विभिन्नित की जाएं, संबंधी मासिक रिपोर्ट भी फाइल करेगी।
- (iii) आयोग क्रमशः (i) और (ii) में निर्दिष्ट आरपीसी या आरएलडीसी की रिपोर्ट की प्राप्ति पर समुचित कार्यवाहियां आरंभ कर सकेगा।

- (iv) एनएलडीसी, आरएलडीसी, एसएलडीसी, आरपीसी तथा किसी अन्य व्यक्ति द्वारा आईईजीसी के किसी उपबंध का अननुपालन की दशा में मामले को किसी भी व्यक्ति द्वारा केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग को याचिका के माध्यम से रिपोर्ट किया जा सकेगा।
- (v) इन विनियमों के अन्य खंडों में अंतर्विष्ट किसी बात के होते हुए भी, आयोग आईईजीसी के किसी भी उपबंध के अननुपालन की दशा में, किसी व्यक्ति के विरुद्ध स्व-प्रेरणा से भी कार्रवाई कर सकेगा।

## भाग-2

### विभिन्न संगठनों की भूमिका तथा उनके लिंकेज

#### 2.1 प्रस्तावना

2.1.1 यह भाग ग्रिड प्रचालन तथा प्रबंधन के क्षेत्र में अंतर्वर्तित विभिन्न संगठनों तथा अपनी संगठनात्मक लिंकेजों के कृत्यों को परिभाषित करता है जिससे कि जहां तक वह आईईजीसी से संबंधित है, प्रादेशिक ग्रिडों तथा राष्ट्रीय ग्रिड के विकास तथा सुचारू प्रचालन को सुकर बनाया जा सके।

#### 2.2 एनएलडीसी की भूमिका

2.2.1 अधिनियम की धारा 26 की उपधारा (2) के अधीन विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार की तारीख 2 मार्च, 2005 को अधिसूचना के अनुसार एनएलडीसी राष्ट्रीय ऊर्जा प्रणाली के एकीकृत प्रचालन को सुनिश्चित करने के लिए एक सर्वोच्च निकाय होगा तथा निम्नलिखित कृत्यों का निर्वहन करेगा। इसमें समय-समय पर जारी संकल्पों के माध्यम से भारत सरकार द्वारा समनुदेशित ऐसे अन्य कृत्य भी सम्मिलित होंगे :-

- (क) प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्रों का पर्यवेक्षण;
- (ख) प्राधिकरण द्वारा-विनिर्दिष्ट ग्रिड मानकों तथा प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्र के समन्वय से केंद्रीय आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट ग्रिड कोड के अनुसार अंतर-प्रादेशिक लिंकों पर अनुसूचीकरण तथा प्रेषण;
- (ग) राष्ट्रीय ग्रिड के प्रचालन में अधिकतम भिन्नता तथा दक्षता प्राप्त करने के लिए प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्रों के साथ समन्वय;
- (घ) राष्ट्रीय ग्रिड के प्रचालनों तथा ग्रिड सुरक्षा की मानीटरिंग;
- (ङ) अंतर-प्रादेशिक लिंकों का पर्यवेक्षण तथा नियंत्रण जो उसके नियंत्रणाधीन ऊर्जा प्रणाली के स्थायित्व को सुनिश्चित करने के लिए अपेक्षित होगा;

- (च) ऊर्जा संसाधनों के अधिकतम उपयोग को सुनिश्चित करने के लिए राष्ट्रीय प्रसिद्धेय में प्रादेशिक आउटोज अनुसूची के लिए प्रादेशिक ऊर्जा समिति के साथ समन्वय;
- (छ) ऊर्जा के अंतर्स्प्रादेशिक विनिमय के ऊर्जा लेखांकन के लिए प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्रों के साथ समन्वयन;
- (ज) प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्र के साथ राष्ट्रीय ग्रिड के समकालिक प्रचालन के पुनःप्रचलन के प्रतिस्थापन के लिए समन्वयन;
- (झ) ट्रांस-नेशनल पावर एक्सचेंज के लिए समन्वयन;
- (अ) प्राधिकरण तथा केंद्रीय पारेषण उपयोगिता को राष्ट्रीय ग्रिड योजना के लिए प्रचालनात्मक फीड बैक देना;
- (ट) ऐसी उत्पादन कंपनियों या अनुज्ञाप्रिधारियों, जो ऊर्जा प्रणाली में अंतर्वालेत हैं, से ऐसी फीस तथा प्रभारों का उद्ग्रहण तथा संग्रहण, जो केंद्रीय आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट की जाए;
- (ठ) केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा जारी विनियमों तथा केंद्रीय सरकार द्वारा समय-समय पर दिए गए निदेशों के अनुसार पारेषण प्रणाली के प्रचालन से संबंधित जानकारी देना।

### 2.2.2 एनएलडीसी निम्नलिखित कृत्य भी करेगा; अर्थात् :-

- (i) एनएलडीसी सामूहिक संव्यवहारों के लिए एक नोडल अभिकरण होगा।
- (ii) एनएलडीसी प्राकृतिक तथा मानव निर्मित आपातकालीन/आपदा, जहां इससे ऊर्जा प्रणाली प्रचालन प्रभावित हो, की दशा में, केंद्रीय नियंत्रण कक्ष के रूप में कार्य करेगा।
- (iii) कोई अन्य कार्य, जो समय-समय पर, आयोग द्वारा, आदेश या विनियमों द्वारा सौंपे जाएं।

### 2.3 आरएलडीसी की भूमिका

#### 2.3.1 विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 28 तथा धारा 29 के अनुसार, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र के कृत्य निम्नलिखित हैं:-

- (1) प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र संबद्ध क्षेत्र में विद्युत प्रणाली का समेकित प्रचालन सुनिश्चित करने के लिए एक शीर्षस्थ निकाय होगा।
- (2) प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र, विद्युत के चक्रण और अधिकतम निर्धारण तथा प्रेषण के संबंध में ऐसे सिद्धान्तों, मार्गदर्शक सिद्धान्तों तथा पद्धतियों का अनुपालन करेगा जो ग्रिड कोड में विनिर्दिष्ट किए जाएं।
- (3) प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र--

- (क) क्षेत्र में प्रचालन करने वाले अनुज्ञाप्तिधारियों या उत्पादन कंपनियों के साथ की गई संविदाओं के अनुसार क्षेत्र में विद्युत की अधिकतम अनुसूचीकरण तथा प्रेषण के लिए उत्तरदायी होगा ;
- (ख) ग्रिड प्रचालनों का मानीटर करेगा ;
- (ग) प्रादेशिक ग्रिड के माध्यम से पारेषित विद्युत की मात्रा का लेखा रखेगा ;
- (घ) अन्तर्राज्यिक पारेषण प्रणाली का पर्यवेक्षण करेगा और उस पर नियंत्रण रखेगा ;  
और
- (ङ) ग्रिड मानकों और ग्रिड कोड के अनुसार प्रादेशिक ग्रिड के सुनिश्चित और मितव्ययी प्रचालन के द्वारा क्षेत्र के भीतर विद्युत के ग्रिड नियंत्रण तथा प्रेषण के लिए यथार्थिक समय प्रचालन करने के लिए उत्तरदायी होगा ।
- (4) प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र ऐसे निदेश दे सकेगा और ऐसा पर्यवेक्षण तथा नियंत्रण कर सकेगा जो ग्रिड प्रचालनों के स्थायित्व को सुनिश्चित करने के लिए और उसके नियंत्रणाधीन क्षेत्र में विद्युत प्रणाली के प्रचालन में अधिकतम मितव्यायी तथा दक्षता प्राप्त करने के लिए अपेक्षित हो ।
- (5) प्रत्येक अनुज्ञाप्तिधारी, उत्पादन कंपनी, उत्पादन केन्द्र, उपकेन्द्र और विद्युत प्रणाली के प्रचालन से जुड़ा कोई अन्य व्यक्ति, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्रों द्वारा जारी किए गए निदेशों का अनुपालन करेगा ।
- (6) प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्रों द्वारा राज्य पारेषण लाइनों के किसी पारेषण अनुज्ञाप्तिधारी या राज्य के किसी अन्य अनुज्ञाप्तिधारी या उत्पादन कंपनी (उनसे भिन्न जो अन्तर्राज्यिक पारेषण प्रणाली से जुड़े हुए हैं) या राज्य में उपकेन्द्र को जारी किए जाने वाले सभी निदेश राज्य भार प्रेषण केन्द्र की माफत जारी किए जाएंगे और राज्य भार प्रेषण केन्द्र यह सुनिश्चित करेंगे कि ऐसे निदेशों का अनुज्ञाप्तिधारी या उत्पादन कंपनी या उपकेन्द्र द्वारा सम्यक् रूप से अनुपालन किया जाता है ।
- (7) यदि कोई विवाद विद्युत की क्वालिटी और प्रादेशिक ग्रिड के सुरक्षित, सुनिश्चित और समेकित प्रचालन के संदर्भ में या इस धारा के अधीन दिए गए किसी निदेश के संबंध में उत्पन्न होता है, तो उसे केन्द्रीय आयोग को विनिश्चय के लिए भेजा जाएगा। तथापि, केन्द्रीय आयोग का विनिश्चय लंबित रहने तक, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र के निदेशों का, यथास्थिति, राज्य भार प्रेषण केन्द्र या अनुज्ञाप्तिधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा अनुपालन किया जाएगा ।

2.3.2 प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्रों के विशेष कृत्य निम्नलिखित रूप में अनुध्यात हैं :-

- (क) प्रणाली प्रचालन तथा नियंत्रण जिसमें ऊर्जा का अन्तर्राज्यिक/अन्तर्राष्ट्रीय प्रदेशिक अन्तरण आकस्मिकता विश्लेषण और वास्तविक समय आधार पर प्रचालनात्मक योजना सम्मिलित है;
- (ख) उत्पादन की अनुसूचीकरण/पुनःअनुसूचीकरण ;
- (ग) आगामी ग्रिड बाधाओं को प्रतिस्थापित करने की प्रणाली ;
- (घ) मीटरिंग तथा आंकड़ा संग्रहण ;
- (ঙ) प्रणाली प्रचालन से संबंधित आंकड़ों को संकलन तथा उन्हें प्रस्तुत करना ;
- (চ) प्रादेशिक यूआई पूल खाता तथा प्रादेशिक रिएक्टिव ऊर्जा खाता तथा संक्रमण प्रभार खाता का प्रचालन करना परंतु यहें कि ऐसे कृत्यों को आरएलडीसी से भिन्न किसी अन्य इकाई द्वारा किया जाएगा, यदि केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग ऐसा निदेश दें।
- (ছ) अनुषंगी सेवाओं का प्रब्लेम।

2.3.3 अन्तर्राज्यिक पारेषण में अल्पकालिक निर्बाध पहुंच द्विपक्षीय संव्यवहार की दशा में, उस क्षेत्र के प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र, जहां विद्युत की निकासा का स्थान अवस्थित है, अल्पकालिक पारेषण पहुंच के लिए नौडल अभिकरण होगा। अल्पकालिक निर्बाध पहुंच के संबंध में प्रक्रिया तथा पद्धतियां समय-समय पर यथासंशोधित केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अन्तर्राज्यिक पारेषण में निर्बाध पहुंच) विनियम, 2008 के अनुसार होंगी।

#### 2.4 प्रादेशिक ऊर्जा समिति (आरपीसी) की भूमिका

2.4.1 विद्युत अधिनियम, 2003 के अनुसार, प्रादेशिक ऊर्जा समितियों का गठन केंद्रीय सरकार द्वारा क्षेत्र में ऊर्जा प्रणाली के समेकित प्रचालन को सुकर बनाने के लिए विनिर्दिष्ट क्षेत्रों के लिए किया गया है। आरपीसी मुख्यालय का प्रधान सदस्य-सचिव होता है जिसकी नियुक्ति आरपीसी सचिवालय के लिए अन्य कर्मचारिवृद्ध के साथ की जाती है। विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 29(4) के अधीन, क्षेत्र में क्षेत्रीय ऊर्जा समिति समय-समय पर उस क्षेत्र में समेकित ग्रिड स्थापित और निर्बाध प्रचालन तथा विद्युत प्रणाली के प्रचालन में भित्त्ययिता तथा दक्षता से संबंधित विषयों पर सहमत हो सकेगी।

2.4.2. निम्नलिखित कृत्यों, जो प्रणाली के स्थायित्व तथा निर्बाध प्रचालन को सुकर बनाते हैं, की आरपीसी के लिए पहचान की गई है :—

- (क) ग्रिड कार्य निष्पादन में सुधार करने के लिए क्षेत्रीय स्तर पर प्रचालन विश्लेषण आरंभ करना ;
- (ख) ऊर्जा के अन्तर्राज्यिक/अन्तर्राष्ट्रीय अन्तरण को सुकर बनाना।
- (ग) सीटीयू/एसटीयू के साथ अन्तर्राज्यिक/अन्तर्राष्ट्रीय पारेषण प्रणाली से संबंधित योजनाओं के सभी कृत्यों को सुकर बनाना ;

- (घ) क्षेत्र की विभिन्न उत्पादन कंपनियों की उत्पादन मशीलों के रख-रखाव की योजना का समन्वय करना जिसमें वार्षिक आधार पर क्षेत्र को विद्युत प्रदाय करने वाली अन्तर्राजिक उत्पादन कंपनियां भी सम्मिलित हैं और मासिक आधार पर रख-रखाव के लिए बनाए गए कार्यक्रम का पुनर्विलोकन आरंभ करना ;
- (ङ) मासिक आधार पर पारेषण प्रणाली के आउटेज की योजना आरंभ करना ;
- (च) प्रचालनात्मक योजना अध्ययन आरंभ करना जिसमें ग्रिड के स्थायी प्रचालन के लिए संरक्षण अध्ययन भी सम्मिलित है ;
- (छ) प्रणाली अध्ययन समिति के माध्यम से रिएक्टिव प्रतिकर अपेक्षा का पुनर्विलोकन करके पर्याप्त वोल्टता को बनाए रखने के लिए योजना तथा संस्थापित कपेस्टरों की मानीटरिंग आरंभ करना ;
- (ज) क्षेत्र में ऊर्जा प्रणाली के प्रचालन में भित्तिव्ययिता तथा दक्षता से संबंधित सभी मुद्दों पर आम सहमति बनाना ।

2.4.3 क्षेत्रीय ग्रिड के प्रचालन तथा विद्युत के अनुसूचीकरण तथा प्रेषण के बारे में सहमति प्राप्त करके यदि वह आईईजीसी/केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग के विनियमों के उपबंधों से सुसंगत नहीं है तो केन्द्रीय आयोग के निदेशों, यदि कोई हों, के अधीन रहते हुए आरपीसी के विनिश्चय का अनुसरण संबंधित आरएलडीसी/एसएलडीसी/सीटीयू/एसटीयू द्वारा किया जाएगा ।

2.4.4 सदस्य-सचिव, आरपीसी पारेषण प्रभारों के संदाय के प्रयोजन के लिए पृथक् रूप से प्रादेशिक एसी तथा एचवीडीसी पारेषण प्रणालियों के लिए पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक को प्रमाणित करेगा।

2.4.5 आरपीसी सचिवालय या आयोग द्वारा समय-समय पर यथा अधिसूचित कोई अन्य व्यक्ति आरएलडीसी द्वारा दिए गए आंकड़े के आधार पर मासिक रूप से प्रादेशिक ऊर्जा खाता (आरईए), साप्ताहिक अनुसूचित विनियम खाता, रिएक्टिव ऊर्जा खाता तथा संकुलन प्रभार खाता, तथा उस राज्य/जहां परन उत्पादन अवस्थित है, के एसएलडीसी/आरएलडीसी द्वारा दिए गए आंकड़े के आधार पर नवीकरणीय विनियामक प्रभार खाता तथा विभिन्न प्रभारों की बिलिंग तथा संदाय के प्रयोजनों के लिए आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट अन्य प्रभारों का खाता तैयार करेंगे।

## 2.5 सीटीयू की भूमिका

2.5.1 विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 38 के अनुसार, केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता (सीटीयू) के निम्नलिखित कृत्य होंगे:-

- (1) (क) अन्तर्राजिक पारेषण प्रणाली के माध्यम से विद्युत का पारेषण करना ;
- (ख) निम्नलिखित के साथ अन्तर्राजिक पारेषण प्रणाली से संबंधित योजना तथा समन्वय के सभी कृत्यों का निर्वहन करना--
- (ि) राज्य पारेषण उपयोगिता ;

- (ii) केन्द्रीय सरकार ;
  - (iii) राज्य सरकारें ;
  - (iv) उत्पादन कंपनियां ;
  - (v) प्रादेशिक ऊर्जा समितियां ;
  - (vi) प्राधिकरण ;
  - (vii) अनुज्ञाप्तिधारी ;
  - (viii) केन्द्रीय सरकार द्वारा इस निमित्त अधिसूचित कोई अन्य व्यक्ति ;
- (ग) उत्पादन केन्द्रों से भार केन्द्रों को विद्युत के निर्बाध प्रवाह के लिए अन्तर-राज्यिक पारेषण लाइनों की दक्ष समन्वित और मितव्ययी प्रणाली का विकास सुनिश्चित करना ;
- (घ) अपनी पारेषण प्रणाली तक अविभेदकारी निर्बाध पहुंच,—
- (i) किसी अनुज्ञाप्तिधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा पारेषण प्रभारों के संदाय ; या
  - (ii) किसी उपभोक्ता द्वारा जब कभी ऐसी निर्बाध पहुंच धारा 42 की उपधारा (2) के अधीन राज्य आयोग द्वारा प्रदान की जाए, पारेषण प्रभारों और उस ऐसे अधिकार के संदाय पर जो केन्द्रीय आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाए, उपयोग के लिए प्रदान करना।
- (2) जब तक केन्द्रीय सरकार द्वारा ऐसी कंपनी या प्राधिकरण या निगम को अधिसूचित नहीं किया जाता है तब तक केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र को संचालित करेगा ।

**2.5.2 सीटीयू विद्युत के उत्पादन या विद्युत के व्यापार का कारबार नहीं करेगी ।**

**2.5.3 अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली की दशा में, केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता संयोजकता, दीर्घ-कालिक निर्बाध पहुंच तथा मध्य-कालिक निर्बाध संयोजकता, दीर्घकालिक पहुंच तथा मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच के बारे में सीटीयू द्वारा विरचित प्रक्रिया तथा केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा अनुमोदित प्रक्रिया, समय-समय पर यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियमक आयोग (अन्तर-राज्यिक पारेषण में संयोजकता, दीर्घ-कालिक पहुंच तथा मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच तथा अन्य सहबद्ध विषय) विनियम, 2009 के अनुसार होगी ।**

## **2.6 केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए) की भूमिका**

**2.6.1. विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 73 के अनुसार, सीईए के कृत्य आईईजीसी के यथा सुसंगत निम्नलिखित होंगे :—**

**(1)(i) सीईए विद्युत प्रणाली के विकास के लिए अल्पकालिक तथा भावी योजना बनाएगा, और राष्ट्रीय अर्थव्यवस्था के हित साधन के लिए संसाधनों के अनुकूलतम उपयोजन के लिए**

योजना अभिकरणों के क्रियाकलापों को समन्वित करना तथा उपभोक्ताओं को विश्वसनीय और क्षमता योग्य विद्युत उपलब्ध कराना;

- (ii) विद्युत संयंत्रों, विद्युत लाइनों और ग्रिड से संयोजकता के संनिर्माण के लिए तकनीकी मानक विनिर्दिष्ट करना;
  - (iii) विद्युत संयंत्रों और विद्युत लाइनों के संनिर्माण, प्रचालन और अनुरक्षण के लिए सुरक्षा अपेक्षाएं विनिर्दिष्ट करना;
  - (iv) पारेषण लाइनों के प्रचालन तथा अनुरक्षण के लिए ग्रिड मानक विनिर्दिष्ट करना;
  - (v) विद्युत के पारेषण और प्रदाय के लिए मीटरों के संस्थापन की शर्तें विहित करना;
  - (vi) विद्युत प्रणाली में सुधार लाने तथा उसके संवर्धन के लिए स्कीमों और परियोजनाओं को समय पर पूरा किए जाने के लिए प्रोत्साहन देना तथा उसमें सहायता करना;
  - (vii) विद्युत के उत्पादन, पारेषण, व्यापार, वितरण तथा उपयोग से संबंधित आंकड़े एकत्रित करना और अभिलिखित करना और लागत, दक्षता, प्रतिस्पर्धा तथा ऐसे ही विषयों से संबंधित अध्ययन करना;
  - (viii) विद्युत के उत्पादन या पारेषण या वितरण के योजनों के लिए कोई अन्य अन्वेषण करना या करवाना।
- (2) सीईए विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 3(1) के उपबंधों के अधीन केन्द्रीय सरकार द्वारा तैयार राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करेगा। सीईए पांच वर्ष में एक बार राष्ट्रीय विद्युत योजना को अधिसूचित करेगा।

## 2.7 राज्य भार प्रेषण केन्द्र (एसएलडीसी) की भूमिका

2.7.1. विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 32 के अनुसार राज्य भार प्रेषण केन्द्र (एसएलडीसी) के निम्नलिखित कृत्य होंगे :-

- (1) राज्य भार प्रेषण केन्द्र राज्य में ऊर्जा प्रणाली के समेकित प्रचालन को सुनिश्चित करने के लिए एक शीर्षस्थ निकाय होगा।
- (2) राज्य भार प्रेषण केन्द्र -
  - (क) उस राज्य में प्रचालित अनुज्ञप्तिधारियों या उत्पादन कंपनियों के बीच हुई संविदाओं के अनुसार राज्य में विद्युत के अधिकतम अनुसूचीकरण तथा प्रेषण के लिए उत्तरदायी होगा;
  - (ख) ग्रिड प्रचालनों का मॉनीटर करेगा;
  - (ग) राज्य ग्रिड के माध्यम से पारेषित विद्युत की मात्रा का लेखा रखेगा;

- (घ) अंतर्राजिक पारेषण प्रणाली का पर्यवेक्षण करेगा तथा उस पर नियंत्रण करेगा; और
- (ङ) ग्रिड मानकों तथा राज्य ग्रिड कोड के अनुसार राज्य ग्रिड के सुनिश्चित तथा मितव्ययी प्रचालन के माध्यम से राज्य के भीतर ग्रिड नियंत्रण तथा विद्युत के प्रेषण के लिए यथार्थिक समय प्रचालन करने के लिए उत्तरदायी होगा।

2.7.2 विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 33 के अनुसार किसी राज्य में राज्य भार प्रेषण केंद्र ऐसे निदेश दे सकेगा और ऐसा पर्यवेक्षण तथा नियंत्रण कर सकेगा जो समाकलित ग्रिड प्रचालन सुनिश्चित करने के लिए तथा उस राज्य में विद्युत प्रणाली के प्रचालन में अधिकतम मितव्ययिता तथा दक्षता प्राप्त करने के लिए अपेक्षित हो। प्रत्येक अनुज्ञाप्तिकारी, उत्पादन कंपनी, उत्पादन केंद्र, उप-केन्द्र तथा विद्युत प्रणाली के प्रचालन से जुड़ा कोई अन्य व्यक्ति, राज्य भार प्रेषण केंद्र द्वारा विद्युत अधिनियम की धारा 33 की उपधारा (1) के अधीन जारी किए गए निदेशों का अनुपालन करेगा।

राज्य भार प्रेषण केंद्र प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्र के निदेशों का अनुपालन करेगा।

2.7.3 विक्रेता या क्रेता के रूप में राज्य उपयोगिता या अंतर्राजिक इकाई को ध्यान में रखते हुए, अंतर्राजिक द्विपक्षीय तथा सामूहिक अल्प-कालिक निर्बाध केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर्राजिक पारेषण में निर्बाध पहुंच) विनियम, 2008 के अनुसार यथास्थिति, सहमति प्रदान करेगा या अनापत्ति प्रमाणपत्र देगा या पूर्व स्थायी निकासी देगा।

## 2.8 राज्य पारेषण उपयोगिता (एसटीयू) की भूमिका

2.8.1 विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 39 यह उद्धृत करती है कि राज्य पारेषण उपयोगिता (एस टी यू) के निम्नलिखित कृत्य होंगे :-

- (1) (क) अन्तर्राजिक पारेषण प्रणाली द्वारा विद्युत का पारेषण करना ;
- (ख) निम्नलिखित के साथ अन्तर्राजिक पारेषण प्रणाली से संबंधित योजना तथा समन्वय के सभी कृत्यों का निर्वहन करना--
- (i) केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता ;
  - (ii) राज्य सरकारें ;
  - (iii) उत्पादन कंपनियाँ ;
  - (iv) प्रादेशिक विद्युत समितियाँ ;
  - (v) प्राधिकरण ;
  - (vi) अनुज्ञाप्तिधारी ;
  - (vii) राज्य सरकार द्वारा इस निमित्त अधिसूचित कोई अन्य व्यक्ति ;
- (ग) उत्पादन केन्द्र से भार केन्द्रों को विद्युत के निर्बाध प्रवाह के लिए अन्तर्राजिक पारेषण लाइनों की दक्ष, समन्वित और मितव्ययी प्रणाली का विकास सुनिश्चित करना ;

- (घ) निम्नलिखित के उपयोग के लिए अपनी पारेषण प्रणाली तक अविभेदकारी निर्बाध पहुंच प्रदान करना,—
- (i) किसी अनुज्ञाप्तिधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा पारेषण प्रभारों के संदाय पर ; या
  - (ii) किसी उपभोक्ता द्वारा जब कभी ऐसी निर्बाध पहुंच धारा 42 की उपधारा (2) के अधीन राज्य आयोग द्वारा प्रदान की जाए, पारेषण प्रभारों और ऐसे अधिकार के संदाय पर, जो राज्य आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाए, उपयोग के लिए प्रदान करना।
- (2) जब तक सरकारी कंपनी या किसी प्राधिकरण या निगम राज्य सरकार द्वारा अधिसूचित नहीं किया जाता है तब तक राज्य पारेषण उपयोगिता राज्य भार प्रेषण केन्द्र को प्रचालित करेगी।

### भाग 3

#### अन्तर-राज्यिक पारेषण के लिए योजना कोड

यह भाग अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली से संबंधित योजना के विभिन्न पहलुओं का उल्लेख करता है।

##### 3.1 प्रस्तावना

- (i) विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 38(2)(ख) के अनुसार, केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता (सीटीयू) राज्य पारेषण उपयोगिता, केन्द्रीय सरकार, राज्य सरकार, उत्पादन कंपनियों, क्षेत्रीय ऊर्जा समिति, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण, अनुज्ञाप्तिधारी तथा केन्द्रीय सरकार द्वारा इस निमित्त अधिसूचित कोई अन्य व्यक्ति के साथ समन्वय में अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली से संबंधित योजना तथा समन्वय के सभी कृत्यों का निर्वहन करेगा।
- (ii) विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 38(2)(घ) के अनुसार, केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता अन्य बातों के साथ-साथ अपनी पारेषण प्रणाली तक अविभेदकारी निर्बाध पहुंच,—
  - (क) किसी अनुज्ञाप्तिधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा पारेषण प्रभारों के संदाय पर ; या
  - (ख) किसी उपभोक्ता द्वारा जब कभी ऐसी निर्बाध पहुंच धारा 42 की उपधारा (2) के अधीन राज्य आयोग द्वारा प्रदान की जाए, पारेषण प्रभारों और उस पर ऐसे अधिभार के संदाय पर जो केन्द्रीय आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाए, उपयोग के लिए प्रदान करेगा।
- (iii) इसी प्रकार, अधिनियम की धारा 39(2)(ख) के अनुसार राज्य पारेषण उपयोगिता (एसटीयू) केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता, राज्य सरकारों, उत्पादन कंपनियों, क्षेत्रीय ऊर्जा समिति, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए), अनुज्ञाप्तिधारी और राज्य सरकार द्वारा इस निमित्त अधिसूचित कोई अन्य व्यक्ति के साथ अन्तर-राज्यिक पारेषण प्रणाली से संबंधित योजना तथा समन्वय के सभी कृत्यों का निर्वहन करेगा।

(iv) विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 39(2)(घ) के अनुसार राज्य पारेषण उपयोगिता (एसटीयू) अन्य बातों के साथ-साथ, अपनी पारेषण प्रणाली तक अविभेदकारी निर्बाध पहुंच,-

- (क) किसी अनुज्ञाप्तिधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा पारेषण प्रभारों के संदाय पर ; या
  - (ख) किसी उपभोक्ता द्वारा जब कभी ऐसी निर्बाध पहुंच धारा 42 की उपधारा (2) के अधीन राज्य आयोग द्वारा प्रदान की जाए, पारेषण प्रभारों और उस ऐसे अधिभार के संदाय पर जो केन्द्रीय आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाए,
- उपयोग के लिए प्रदान करना।

(v) विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 40 के अनुसार पारेषण अनुज्ञाप्तिधारी अन्य बातों के साथ-साथ अपनी पारेषण प्रणाली तक अविभेदकारी निर्बाध पहुंच,-

- (क) किसी अनुज्ञाप्तिधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा पारेषण प्रभारों के संदाय पर ; या
- (ख) किसी उपभोक्ता द्वारा जब कभी ऐसी निर्बाध पहुंच धारा 42 की उपधारा (2) के अधीन राज्य आयोग द्वारा प्रदान की जाए, पारेषण प्रभारों और उस ऐसे अधिभार के संदाय पर जो केन्द्रीय आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाए,

उपयोग के लिए प्रदान करना।

(vi) विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 3(4) के अनुसार सीईए सष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करेगा और ऐसी योजना को पांच वर्ष में एक बार अधिसूचित करेगा। अधिनियम की धारा 3(5) के अनुसार सी ई ए राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार राष्ट्रीय विद्युत योजना का पुनर्वितोकन या पुनरीक्षण कर सकेगा।

(vii) अधिनियम की धारा 73(क) के अनुसार सी ई ए राष्ट्रीय विद्युत नीति से संबंधित विषयों पर केन्द्रीय सरकार को सलाह देता है, विद्युत प्रणाली के विकास के लिए अल्पकालिक और भावी योजनाएं को बनाता है तथा राष्ट्रीय अर्थव्यवस्था के हित साधन के लिए संसाधनों के अनुकूलतम उपयोग के लिए योजना अभिकरणों के क्रियाकलापों की समन्वय करता है तथा सभी उपभोक्ताओं को विश्वसनीय तथा क्षमतायोग्य विद्युत उपलब्ध कराता है।

(viii) योजना कोड में नीति को विनिर्दिष्ट किया गया है तथा क्षेत्रीय ग्रिडों तथा अन्तर प्रादेशिक लिंकों की योजना में लागू की जाने वाली प्रक्रिया सम्मिलित है।

### 3.2 उद्देश्य

योजना कोड के उद्देश्य निम्नलिखित हैं :—

- (क) सिद्धान्त, प्रक्रिया तथा मार्गदर्शक सिद्धान्त को विनिर्दिष्ट करना जो आईएसटीएस तथा अन्तर प्रादेशिक लिंकों की योजना तथा विकास में उपयोगी होंगे ;

- (ख) आईएसटीएस के किसी प्रस्तावित विकास में सभी उपभोक्ताओं, सीटीयू/ एसएलडीसी तथा सीटीयू/आरएलडीसी, एनएलडीसी, आरपीसी तथा सीईए के बीच समन्वय बढ़ाना ;
- (ग) आईएसटीएस की योजना तथा विकास में उपभोक्ताओं, सीटीयू/ एसएलडीसी तथा सीटीयू/आरएलडीसी/आरपीसी तथा सीईए के बीच पद्धति तथा जानकारी का आदान प्रदान करना ।

### 3.3 विस्तार

योजना कोड सीटीयू अन्य पारेषण अनुज्ञाप्तिधारियों, अन्तर्राज्यिक उत्पादन केन्द्रों (आईएसपीएस), जो आईएसटीएस को विकसित करने में उससे जुड़े हों या उनका उपयोग करते हों, को लागू होता है । यह योजना कोड आईएसटीएस को उससे ऊर्जा का उत्पादन और/या पारेषण से संबंधित उत्पादन कंपनियों आईपीपी, एसईबी/एसटीयू तथा अनुज्ञाप्तिधारियों को भी लागू होता है ।

### 3.4 योजना नीति

- (क) सीईए अन्तर्राज्यिक पारेषण प्रणाली तथा अन्तर्राज्यिक पारेषण प्रणाली के लिए भावी पारेषण योजना को विचित करेगा । ये भावी पारेषण योजना सीजनल तथा दिन के समय में फेरफार पर विचार करने के लिए भार प्रोजेक्शन तथा उत्पादन परिप्रेक्ष्य के पुनरीक्षण में देखरेख करने के लिए निरन्तर तैयार रहता है । भावी पारेषण योजना के विचित करने में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से ऊर्जा प्राप्त करने के लिए पारेषण अपेक्षा का भी ध्यान रखा जाएगा । निर्बाध पहुंच के लिए अपेक्षित पारेषण प्रणाली पर राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार विचार किया जाएगा जिससे कि प्रणाली प्रचालन में संकुलन को कम किया जा सके ।
- (ख) सीटीयू अन्तर्राज्यिक पारेषण प्रणाली की पहचान करने के लिए अपेक्षानुसार समय-समय पर योजना प्रक्रिया को कार्यान्वित करेगा जिसमें उत्पादन परियोजनाओं, प्रादेशिक तथा अंतर क्षेत्रीय प्रणाली सुदृढ़ीकरण स्कीमों के साथ सहबद्ध पारेषण प्रणाली भी सम्मिलित हैं जो सीईए द्वारा विकसित भावी योजना में फिट बैठती हैं । जबकि योजना स्कीमों में, सीटीयू द्वारा विभिन्न उपयोगिताओं के साथ परामर्श करने में और अधिप्रमाणित प्रकृति के आंकड़े एकत्रित करने के अलावा निम्नलिखित पर विचार किया जाएगा—
  - (i) सीईए द्वारा विचित भावी योजना ;
  - (ii) सीईए द्वारा प्रकाशित भारत विद्युत ऊर्जा सर्वेक्षण ;
  - (iii) सीईए द्वारा जारी पारेषण योजना मानदंड तथा मार्गदर्शक सिद्धान्त;
  - (iv) आरपीसी का प्रचालनात्मक फीडबैक।
  - (v) एनएलडीसी/आरएलडीसी/एसएलडीसी से प्रचालनात्मक फीडबैक
  - (vi) केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर्राज्यिक पारेषण में संयोजकता, दीर्घ-कालिक पहुंच तथा सध्य-कालिक निर्बाध पहुंच तथा अन्य सहबद्ध विषय) विनियम, 2009;
  - (vii) भारत सरकार नया तथा नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत मंत्रालय द्वारा जारी नवीकरणीय क्षमता वृद्धि योजना ।

- (ग) अन्तर्स-राज्यिक पारेषण प्रणाली के अतिसिक्त, सीटीयू समय-समय पर स्कीमों को सुदृढ़ करने के लिए योजना बनाएगा जिसकी आवश्यकता ऊर्जा अन्तरण में अवरोधों को दूर करने तथा ग्रिड के संपूर्ण कार्य निष्पादन में सुधार करने में उत्पन्न होगी। अन्तर्स-राज्यिक पारेषण प्रस्तावों, जिसमें योजना अध्ययनों के आधार पर पहचानी गई स्कीम को सुदृढ़ करना भी सम्मिलित है, पर फायदाग्राहियों, आस्थीसी, सीईए, एनएलडीसी तथा आरएलडीसी के परामर्श से सीईए द्वारा गठित पारेषण योजना के लिए क्षेत्रीय समितियों की बैठकों में विचास-विमर्श, पुनर्विलोकन तथा अंतिम रूप दिया जाएगा। फायदाग्राहियों के साथ हस्ताक्षरित ऊर्जा क्रय करार (पीपीए) के आधार पर सीटीयू द्वारा कारबाई की जा सकेगी। सहबद्ध पारेषण प्रणाली की दशा में, जहां सभी पीपीए अभी तक हस्ताक्षर नहीं किए गए हों तथा जहां प्रणाली सुदृढ़ीकरण स्कीमों की बाबत क्रारार नहीं किया जा सकेगा वहां सीटीयू केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर्स-राज्यिक पारेषण स्कीम के निष्पादन के लिए सीटीयू के पूंजी विनिधान हेतु विनियामक अनुमोदन किया जाना) विनियम, जब भी वे प्रवृत्त हों, केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग के समक्ष विनियामक अनुमोदन के लिए आ सकेगा।
- (घ) सभी एसटीयू तथा उपभोक्ता सीटीयू को उसकी योजना बनाने तथा उसे अंतिम रूप देने में समर्थ बनाने के लिए समय-समय पर वांछित योजना आंकड़ा प्रदान करेंगे।
- (ङ) जैसा कि बोल्ट्टा प्रबंधन ऊर्जा के अन्तर्स-राज्यिक पारेषण में एक अहम भूमिका अदा करता है, कैपेसिटरों, रिएक्टरों, एसवीसी तथा लचीला वैकल्पिक करंट पारेषण प्रणाली (एफएसटीएस) आदि की योजना बनाने के लिए विशेष ध्यान दिया जाएगा। ऐसी ही प्रक्रिया एकीकृत पारेषण नेटवर्क के बेहतर उपयोग के लिए एसटीयू द्वारा अंतर्स-राज्यिक पारेषण प्रणाली के लिए की जाएगी।
- (च) सीटीयू द्वारा तैयार योजना के आधार पर, राज्य पारेषण उपयोगिता (एसटीयू) को आईएसटीएस से और ऊर्जा प्राप्त करने तथा एकीकृत पारेषण नेटवर्क के बेहतर उपयोग के लिए अपनी प्रणाली की योजना को बनाना होगा।
- (छ) आईएसटीएस से परे ऊर्जा समामेलित/प्राप्त करने के लिए अंतर्स-राज्यिक पारेषण प्रणाली में किसी भी प्रकार सुदृढ़ता की अपेक्षा करने वाले दीर्घकालिक खुली पहुंच आवेदनों की दशा में, आवेदक संबंधित एसटीयू के साथ समन्वय करेगा। एसटीयू ऐसी ऊर्जा के अंतर्स-विनियम को सुकर बनाने के लिए युक्तियुक्त समय पर अंतर्स-राज्यिक पारेषण प्रणाली में वृद्धि करेगा।
- (ज) अन्तर्स-राज्यिक पारेषण प्रणाली और सहबद्ध अंतर्स-राज्यिक पारेषण प्रणाली इकाइयों के अनुपूरक हैं तथा वे अन्य योजना तथा कार्य निष्पादन पर एक दूसरे पर आश्रित हैं तथा एक की योजना दूसरी योजना तथा कार्य-निष्पादन को प्रभावित करती हैं। इसलिए, सहबद्ध अन्तर्स-राज्यिक पारेषण प्रणाली उपरोक्त 3.4(ख) में उपर्युक्त आईएसटीएस के प्रस्ताव को अंतिम रूप देने के लिए विचास-विमर्श को दौरान कार्यान्वित करने से पूर्व विचास-विमर्श भी करेगी तथा उसका पुनर्विलोकन करेगी।

### 3.5. योजना मानदंड

#### साधारण नीति

- (क) योजना मानदंड ऐसी सुरक्षा नीति के आधार पर होते हैं जिन पर आईएसटीएस ने योजना बनाई हो। सुरक्षा नीति पारेषण योजना मानदंड तथा सीईए द्वारा दिए गए अन्य मार्गदर्शक सिद्धान्तों के अनुसार हो सकेगी। साधारण नीति निम्नलिखित रूप में है :—
- (i) साधारण नियम के रूप में आईएसटीएस निम्नलिखित प्रासंगिक आउटेज को रोकने तथा उसके प्रति सुरक्षित होंगे :—
- क. नियमित प्रचालन के दौरान लोड शेडिंग की आवश्यकता के बिना या उत्पादन का पुनःअनुसूचीकरण किए बिना
- 132 केवी डी/सी लाइन का आउटेज ; या
  - 220 केवी डी/सी लाइन का आउटेज ; या
  - 400 केवी एस/सी लाइन का आउटेज ; या
  - एकल अन्तर संयोजक ट्रांसफार्मर का आउटेज ; या
  - एचवीडी बाई-पोल लाइन का एक पोल आउटेज ; या
  - 765 केवी एस/सी लाइन का आउटेज ।
- ख. नियमित प्रचालन के दौरान उत्पादन का पुनःअनुसूचीकरण की जा सकेगी :
- टीसीएससी के साथ 400 केवी एस/सी लाइन का आउटेज
  - 400 केवी डी/सी लाइन का आउटेज : या
  - एचवीडीसी बाई-पोल लाइन के दोनों पोलों या एचवीडीसी बैक-टू-बैक स्टेशन के दोनों पोलों का आउटेज
  - सिरीज केपनसेशन के साथ 765 केवी - एस/सी लीइन का आउटेज
- (ii) उपरोक्त प्रासंगिकताएं दूसरी 220 केवी डी/सी लाइन या दूसरे कारीडोर में 400 केवी एस/सी लाइन पूर्व प्रासंगिक प्रणाली की क्षीणता (योजनाबद्ध आउटेज) की अवास्तविकता पर विचार किया जाएगा। सभी उत्पादन यूनिटें अपने रिएक्टर क्षमता के भीतर प्रचालित की जा सकेंगी और नेटवर्क वोल्टता को प्रोफाइल विनिर्दिष्ट वोल्टता सीमाओं के भीतर बनाए रखा जाएगा।
- (ख) आईएसटीएस स्थायित्व की हानि के बिना अधिक गंभीर एकल प्रणाली इंफीड की हानि को बनाए रखने में समर्थ होगा।
- (ग) उपरोक्त परिभाषित किसी भी बात को निम्नलिखित के लिए कारित नहीं माना जाएगा :—

- (i) प्रदाय की हानि ;
  - (ii) निम्न फ्रिक्वेंसी प्रणाली और उपरोक्त विनिर्दिष्ट सीमाओं का दीर्घ प्रचालन ;
  - (iii) अस्वीकार्य उच्च तथा निम्न वोल्टता ;
  - (iv) प्रणाली अस्थायित्व ;
  - (v) आईएसटीएस तत्वों का अस्वीकार्य अधिक भार ।
- (घ) सभी उपकेन्द्रों (132 केवी और उससे ऊपर) में, कम से कम दो ट्रांसफार्मर लगाए जाएंगे ।
- (ङ) सीटीयू आईएसटीएस के रिएक्टिव ऊर्जा प्रतिकर जिसमें उत्पादक/थोक उपभोक्ता स्थिरार्ड पर रिएक्टिव ऊर्जा प्रतिकर अपेक्षा सम्मिलित है, तथा केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण में संयोजकता, दीर्घकालिक पहुंच तथा मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच तथा सहबद्ध विषय) विनियम, 2009 के अनुसार आईएसटीएस के थोक नए उत्पादक/थोक उपभोक्ता की संयोजकता के लिए योजना अध्ययन करेंगा।
- (च) उपरोक्त (1) में उपर्दर्शित के अतिरिक्त, बढ़ाई गई अंतर क्षमता या आकस्मिकता के लिए एनएलडीसी/आरएलडीसी द्वारा सीईए, सीटीयू आरपीसी तथा प्रादेशिक इकाइयों के परामर्श से उपयुक्त प्रणाली संरक्षा स्कीमों को तैयार करेंगे।

### 3.6. योजना आंकड़ा

इस योजना संहिता के अधीन, प्रादेशिक इकाइयों/एसटीयू/राज्य उत्पादन कंपनियों/आईपीपी/अनुज्ञापिधारी के केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण में संयोजकता दीर्घ-कालिक पहुंच तथा मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच तथा सहबद्ध विषय) विनियम, 2009 में विस्तृत प्रक्रिया के अनुसार आंकड़े प्रदान करेंगे।

### 3.7 पारेषण योजना का कार्यान्वयन

पारेषण लाइनों, अन्तर-संयोजित ट्रांसफार्मर, रिएक्टर्स/कैपेसिटरों और अन्य पारेषण तत्वों के कार्यान्वयन का वास्तविक कार्यक्रम केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण में संयोजकता, दीर्घ-कालिक पहुंच तथा मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच प्रदान करना) विनियम, 2009 के अनुसार होगा।

## भाग-4 संयोजन कोड

### 4.1 प्रस्तावना

सीटीयू एसटीयू तथा आईएसटीएस से जुड़े या जुड़ने वाले उपयोक्ता केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (ग्रिड की संयोजकता के लिए तकनीकी मानक) विनियम, 2007, जो न्यूनतम तकनीकी तथा डिजाइन मानदंड विनिर्दिष्ट करते हैं तथा केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण में संयोजकता, दीर्घ-कालिक पहुंच तथा मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच तथा सहबद्ध विषय) विनियम, 2009 का पालन करेंगे।

#### 4.2 उद्देश्य

कोड के उद्देश्य निम्नानुसार हैं -

- (क) ग्रिड के सुरक्षित प्रचालन, एकता तथा विश्वसनीयता को सुनिश्चित करना;
- (ख) अविभेदकारी रीति से सभी उपयोक्ताओं के लिए संयोजकता हेतु मूल नियमों का पालन किया जाता है।
- (ग) कोई नया या उपांतरित संयोजन, जब लगाया गया हो, आईएसटीएस से उसकी संयोजकता होने के कारण न तो अस्वीकार्य रूप से प्रभाव पड़ेगा और न ही किसी अन्य संयोजित उपयोक्ता या एसटीयू की प्रणाली पर अस्वीकार्य रूप से प्रभाव डालेगा।
- (घ) ग्रिड से नया कनेक्शन चाहने वाले किसी भी व्यक्ति को आईएसटीएस की संयोजकता की प्रक्रिया की तथा ग्रिड में एकीकृत किए जाने वाले अपनी प्रणाली में मानकों तथा शर्तों के बारे अग्रिम में जानकारी होना आवश्यक है।

#### 4.3 विस्तार

संयोजन कोड सीटीयू एसटीयू तथा आईएसटीएस से जुड़े या जुड़ने वाले सभी उपयोक्ताओं को लागू होता है। संयोजन कोड उत्पादन यूनिटें, अंतःराज्यिक प्रणाली में ऐसे पारेषण/वितरण प्रणालियों को लागू नहीं होते हैं जो आईएसटीएस से जुड़े नहीं हैं। तथापि, ऐसी इकाइयां केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (ग्रिड की संयोजकता के लिए तकनीकी मानक) विनियम, 2007 द्वारा यह सुनिश्चित करने के लिए आवश्यक होंगे कि एकीकृत ग्रिड को प्रतिकूल प्रभाव नहीं पड़ेगा।

#### 4.4 संयोजन के लिए प्रक्रिया

आईएसटीएस के संयोजन या उसके उपयोग के लिए नए या उपांतरित व्यवस्था चाहने वाले उपयोक्ता केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर्राज्यिक पारेषण में संयोजकता, दीर्घ-कालिक पहुंच तथा मध्य-कालिक पहुंच प्रदान करना तथा अन्य सहबद्ध विषय) विनियम 2009 के अनुसार सीटीयू को मानक प्ररूप में आवेदन प्रस्तुत करेंगे।

सीटीयू इन विनियमों के अनुसार संयोजकता प्रदान करने के लिए आवेदन पर कार्यवाही करेगी।

#### 4.5 संयोजन करार

संयोजन करार पर आवेदक द्वारा केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर्राज्यिक पारेषण में संयोजकता, दीर्घ-कालिक पहुंच तथा मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच प्रदान करना तथा सहबद्ध विषय) विनियम, 2009 के अनुसार हस्ताक्षर किए जाएंगे।

## 4.6 ग्रिड की संयोजकता के लिए महत्वपूर्ण तकनीकी अपेक्षाएं

### 4.6.1 रिएक्टिव ऊर्जा प्रतिकर

- (क) रिएक्टिव ऊर्जा प्रतिकर और/या सुविधाएं एसटीयू द्वारा तथा आईएसटीएस को/से रिएक्टिव ऊर्जा के आदान-प्रदान की आवश्यकता से बचने के लिए भार बिंदु के निकट निम्न वोल्टता प्रणाली तथा विनिर्दिष्ट रेंज में आईएसटीएस वोल्टता को बनाए रखने के लिए आईएसटीएस से जुड़े उपयोक्ताओं द्वारा प्रदान की जाएगी।
- (ख) ग्रिड से पहले ही जुड़े व्यक्ति आरएलडीसी के परामर्श से अपने-अपने आरपीसी द्वारा विनिश्चित यात्रा तथा समय सीमा के अनुसार अतिरिक्त रिएक्टिव प्रतिकर प्रदान करेंगे। उपयोक्ता तथा एसटीयू नियमित आधार पर रिएक्टिव प्रतिकर उपर्कर की संस्थापना तथा उसे बनाए रखने के बारे में आरपीसी तथा आरएलडीसी को जानकारी प्रदान करेंगे। इस संबंध में प्रास्थिति की आरपीसी द्वारा नियमित मानीटरिंग की जाएगी।

### 4.6.2 आंकड़े तथा संसूचना सुविधा

विश्वसनीय और दक्ष कथन और आंकड़े संसूचना प्रणाली सामान्य तथा प्रसामान्य शर्तों के अधीन आवश्यक संसूचना और आंकड़ा आदान-प्रदान, तथा आरएलडीसी द्वारा ग्रिड के पर्यावरण/नियंत्रण को सुकर बनाने के लिए प्रदान की जाएगी। सभी उपयोक्ता, एसटीयू तथा सीटीयू अन्तरापृष्ठ अपेक्षाओं तथा आरएलडीसी को उपलब्ध कराए गए अन्य मार्गदर्शक सिद्धान्तों के आधार पर प्रवाह, वोल्टता और स्विचों/ट्रांसफार्मर टैप्स आदि टेलीमीटर ऊर्जा प्रणाली पैरामीटर को प्रणालियां प्रदान कराएंगे। सीटीयू के लिए फ्लोअप आंकड़े सुकर बनाने के लिए सहबद्ध संचार प्रणाली संयोजन करार में सीटीयू द्वारा यथाविनिर्दिष्ट संबंधित उपयोक्ता या एसटीयू द्वारा स्थापित की जाएगी। सभी उपयोक्ता/एसटीयू तथा सीटीयू के समन्वय से अपने-अपने प्रयोजन पर और संयोजन करार में यथाविनिर्दिष्ट अपेक्षित सुविधाएं प्रदान कराएंगे।

### 4.6.3 प्रणाली अभिलेखन उपकरण

डाटा अर्जन प्रणाली/बाधा अभिलेखित्र/घटना लागिंग प्रसुविधा/खराबी ढूढ़ने वाला (जिसमें समय तुल्यकालन उपकरण भी सम्मिलित है)-अभिलेखन आंकड़े प्रणाली के सक्रिय कार्य निष्पादन को अभिलेखित करने के लिए आईएसटीएस में प्रदान किए जाएंगे। सभी उपयोक्ता, एसटीयू तथा सीटीयू सभी अपेक्षित अभिलेखन प्रदान कराएंगे तथा उन्हें सही स्थिति में रखेंगे।

### 4.6.4 सुरक्षा के लिए उत्तरदायित्व

सीटीयू/एसटीयू तथा संबंधित उपयोक्ता केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (ग्रिड की संयोजकता के लिए तकनीकी मानक) विनियम, 2007, केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर्राजिक पारेषण में संयोजकता, दीर्घकालिक पहुंच तथा मध्यकालिक निर्बंध पहुंच प्रदान करना तथा अन्य सहबद्ध विषय) विनियम, 2009 तथा सीईए (वैद्युत तथा विद्युत लाइनों के संनिर्माण, प्रचालन तथा रखरखाव के लिए सुरक्षा अपेक्षा) विनियम, 2008 के अनुसार सुरक्षा के लिए उत्तरदायी होंगे।

#### 4.6.5 साइबर सुरक्षा

सभी उपयोक्ताओं को जटिल साइबर आस्तियों की पहचान करने तथा उनको सुरक्षित करने के लिए साइबर सुरक्षा फ्रेवर्क बनाना होगा जिससे कि ग्रिड के विश्वसनीय प्रचालन में सहायता की जा सके।

#### 4.7 आईएसटीएस के लिए अंतरराष्ट्रीय संयोजन

आईएसटीएस के लिए अंतरराष्ट्रीय संयोजन के लिए प्रक्रिया तथा उसके लिए करार का निष्पादन सीईए तथा विद्युत मंत्रालय के परामर्श से सीटीयू द्वारा अवधारित किया जाएगा।

#### 4.8 प्रादेशिक ग्रिड की आस्तियों की अनुसूची

सीटीयू तथा केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा अनुज्ञाप्ति प्रदान किए गए पारेषण अनुज्ञाप्तिधारी पारेषण आस्तियों की अनुसूची के प्रत्येक वर्ष के 30 सितम्बर तक केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग को प्रस्तुत करेंगे जो स्वामित्व उपदर्शित करने वाले इस मार्च के 31 मार्च के रूप में प्रादेशिक ग्रिड के संबंध में होंगे जिस पर आरएलडीसी का प्रचालनात्मक नियंत्रण तथा उत्तरदायित्व है।

### भाग-5 परिचालन कोड

#### 5.1 परिचालन नीति

- (क) क्षेत्रीय ग्रिडों की एकीकृत परिचालन का प्रारंभिक उद्देश्य अंतर्संयोजित राज्यों के भौगौलिक क्षेत्र में फैले संपूर्ण विद्युत ऊर्जा नेटवर्क की पूर्ण प्रचालनात्मक मितव्ययिता तथा विश्वसनीयता को बढ़ाना है। भागीदार उपयोगिता एक दूसरे के साथ सहयोग करेंगे तथा राष्ट्रीय/क्षेत्रीय ग्रिड के समाधान तथा फायदाप्रद परिचालन के लिए सभी समय अच्छी उपयोगिता पद्धति को स्वीकार करेंगे।
- (ख) राष्ट्रीय/क्षेत्रीय ग्रिड के संपूर्ण प्रचालन का पर्यवेक्षण राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र (एन एल डी सी) द्वारा किया जाएगा। क्षेत्रीय ग्रिड के प्रचालन का पर्यवेक्षण राष्ट्रीय भार प्रेषण केंद्र द्वारा किया जाएगा। एनएलडीसी, आरएलडीसी, आरपीसी तथा एसएलडीसी की भूमिका आईईजीसी के भाग 2 में किए गए उपबंध के अनुसार होगी।
- (ग) सभी व्यक्ति एकीकृत प्रचालन से व्युत्पन्न अधिकतम फायदों तथा बाध्यताओं की समान भागीदारी के लिए परिचालन कोड का अनुपालन करेंगे।
- (घ) सभी अनुज्ञाप्तिधारी, उत्पादन कंपनी, उत्पादन केंद्र तथा प्रचालन ऊर्जा प्रणाली से संयोजित कोई भी अन्य व्यक्ति एकीकृत ग्रिड प्रचालन को सुनिश्चित करने तथा ऊर्जा प्रणाली के प्रचालन में दक्षता लाने के लिए आरएलडीसी/एसएलडीसी द्वारा जारी निदेशों का पालन करेंगे।
- (ङ) राष्ट्रीय ग्रिड के लिए विस्तृत परिचालन प्रक्रिया का सेट एनएलडीसी के कर्मचारिवृद्ध के मार्गदर्शन के लिए आरएलडीसी के परामर्श से एनएलडीसी द्वारा विकसित तथा बनाए रखा जाएगा तथा यह इस आईईजीसी के अपेक्षानुसार अनुपालन को समर्थ बनाने के लिए आईईजीसी के सुसंगत होगा।

- (च) प्रत्येक क्षेत्रीय ग्रिड के लिए विस्तृत आंतरिक परिचालन प्रक्रिया का एक सेट अपने-अपने आरएलडीसी के कर्मचारीवृद्धि के मार्गदर्शन के लिए क्षेत्रीय इकाइयों के परामर्श से विकसित किया जाएगा और बनाए रखा जाएगा तथा यह आईईजीसी की अपेक्षाओं के अनुपालन में समर्थ बनाने के लिए आई ई जी सी के सुसंगत होगा।
- (छ) प्रत्येक राज्य ग्रिड के लिए विस्तृत परिचालन प्रक्रिया का एक सेट एसएलडीसी के कर्मचारिवृद्धि के मार्गदर्शन के लिए संबंधित व्यक्तियों के परामर्श से अपने-अपने एसएलडीसी द्वारा विकसित तथा बनाए रखा जाएगा तथा यह आईईजीसी की अपेक्षानुसार सुकर बनाने के लिए आईडीजीसी के अनुरूप होगा।
- (ज) एनएलडीसी, आरएलडीसी, सभी एसएलडीसी, ऊर्जा संयंत्रों, 132 केवी तथा उससे ऊपर के उपकेन्द्रों के नियंत्रण कक्ष तथा सभी क्षेत्रीय संघटकों के कोई अन्य नियंत्रण केन्द्र में अहित तथा पर्याप्त प्रशिक्षित कार्मिक कार्य करेंगे। प्रशिक्षण अपेक्षाएं आयोग द्वारा समय-समय पर आदेश द्वारा अधिसूचित की जाएंगी।

## 5.2 प्रणाली सुरक्षा पहलू

- (क) सभी उपयोक्ता, सीटीयू तथा एसटीयू अपनी-अपनी ऊर्जा प्रणाली और ऊर्जा केन्द्रों को हर समय एकीकृत रीति से प्रवालित करने का प्रयास करेंगे।
- (ख) ग्रिड का कोई भी भाग राष्ट्रीय/क्षेत्रीय ग्रिड के शेष भाग से जानबूझकर अलग नहीं किया जाएगा सिवाय (i) आपातकालीन या ऐसी दशा में जिसमें ऐसे अलग किए जाने से संपूर्ण ग्रिड को रोका जा सकेगा और/या जो ऊर्जा प्रदाय को पहले बनाए रखने के लिए समर्थ हो सकेगा, (ii) मानव जीवन की सुरक्षा के लिए (iii) जब महंगे उपकरणों की अधिक क्षति सन्तुष्टिकारी हो और अलग किए जाने से इससे बचा जा सके (iv) जब ऐसे अलग किए जाने का अनुदेश विशेषकर आरएलडीसी द्वारा दिया गया हो। ग्रिड की संपूर्ण तुल्यकालिकता यथाशीघ्र बनाए रखी जाएगी यदि हालात इसकी अनुमति देते हों। प्रतिस्थापन प्रक्रिया का पर्यवेक्षण पृथक् रूप से विरचित एनएलडीसी/ आरएलडीसी परिचालन प्रक्रियाओं के अनुसार एनएलडीसी/आरएलडीसी के समन्वय से आरएलडीसी द्वारा किया जाएगा।
- (ग) राष्ट्रीय/क्षेत्रीय ग्रिड का कोई भी महत्वपूर्ण तत्व किसी भी समय जानबूझकर काम करते समय खोला नहीं जाएगा या हटाया नहीं जाएगा सिवाय इस प्रकार का अनुदेश विनिर्दिष्टतः आरएलडीसी द्वारा दिया जाय या आरएलडीसी की विनिर्दिष्ट और पूर्व अनुमति हो। ऐसे महत्वपूर्ण ग्रिड तत्वों की सूची जिस पर उपरोक्त अनुबद्ध लागू होंगे, आरएलडीसी द्वारा संबंधित उपभोक्ताओं, सीटीयू तथा एसटीयू के परामर्श से तैयार किए जाएंगे तथा एनएलडीसी/आरएलडीसी/एसएलडीसी की वेबसाइट में उपलब्ध होंगे। यदि आपातकालीन परिस्थिति में ग्रिड को किसी महत्वपूर्ण तत्वों को खोलना/हटाना आवश्यक है तो इसकी संसूचना तुरंत घटना के पश्चात् आरएलडीसी को दी जाएगी। आरएलडीसी क्षेत्रीय ग्रिड के महत्वपूर्ण तत्वों को खोलने तथा हटाने के संबंध में एनएलडीसी तथा संबंधित क्षेत्रीय इकाइयों (जिसका ग्रिड इससे प्रभावित होगा) को एनएलडीसी द्वारा विस्तृत परिचालन प्रक्रिया में यथा विनिर्दिष्ट रूप से सूचित करेगा।

- (घ) क्षेत्रीय ग्रिड के उपरोक्त किसी तत्वों की किसी भी प्रकार की ट्रिपिंग चाहे हाथ से हो या स्वचालित हो, की सूचना यथासंभव शीघ्र अर्थात् घटना के एक मिनट के भीतर संबंधित एसएलडीसी/सीटीयू/उपयोक्ता द्वारा आरएलडीसी को दी जाएगी। कारण (अवधारित किए जाने तक) तथ प्रतिस्थापन पर लगने के समय की सूचना भी दी जाएगी। तत्वों को यथस्थिति में लाने के लिए यथासंभव शीघ्र सभी युक्तियुक्त प्रयास किए जाएंगे। आरएलडीसी राष्ट्रीय ग्रिड के महत्वपूर्ण तत्वों की ट्रिपिंग के संबंध में जानकारी एनएलडीसी तथा संबंधित प्रादेशिक इकाइयां (जिसका ग्रिड इससे प्रभावित होगा) एनएलडीसी द्वारा विस्तृत प्रचालन प्रक्रिया में यथा विनिर्दिष्ट रूप से देंगे।
- (ङ) किसी उपयोक्ता/सीटीयू/एसटीयू की ऊर्जा प्रणाली तत्वों में लगातार कटौती, जिससे ग्रिड या ग्रिड के प्रचालन में खतरा हुआ हो या खतरा होने की संभावना हो, की आरएलडीसी द्वारा नियमित रूप से मानीटिंग की जाएंगी। आरएलडीसी, आरपीसी को ऐसी कटौती के बारे में रिपोर्ट देगा। आरपीसी कार्रवाई योजना तैयार करेगी तथा विनिर्दिष्ट समय अवधि के भीतर ऐसे तत्वों को प्रतिस्थापित किए जाने का निदेश देंगा।
- (च) 200 मेगावाट और उससे ऊपर के सभी थर्मल उत्पादन केंद्र तथा 10 मेगावाट तथा उससे ऊपर के हाइड्रो यूनिटों, जो ग्रिड के तुल्यकालिक हैं, अपने स्वामित्व को ध्यान में रखे बिना के पास निम्नलिखित उपबंधों के अनुसार हर समय प्रचालन में गर्वनर होंगे :

#### गर्वनर कार्रवाई

- (i) निम्नलिखित थर्मल तथा हाइड्रो (सिवाय तीन घंटे का तालाब वाले) उच्चतम केंद्र नीचे दी गई तारीख से प्रचालन की निर्बंधित गर्वनर पद्धति के अधीन प्रचालित किए जाएंगे :
- |  |            |
|--|------------|
| (क) 200 मेगावाट तथा उससे ऊपर के थर्मल उत्पादन केंद्र     |            |
| (1) सॉफ्टवेयर आधारित इलेक्ट्रो हाइड्रोलिक गर्वनर (ईएचजी) | 01.08.2010 |
| प्रणाली  |            |
| (2) हार्डवेयर आधारित ईएचसी प्रणाली                       | 01.08.2010 |
| (ख) 10 मेगावाट और उससे ऊपर की हाइड्रो यूनिटें            | 01.08.2010 |
- (ii) प्रचालन की निर्बंधित गर्वनर पद्धति में निम्नलिखित लक्षण होंगे :
- |  |
|--|
| (क) 50.2 एचजेड से निम्न ग्रिड फ्रिक्वेंसी में सुधार की दशा में कोई कटौती नहीं होनी चाहिए (उदाहरणार्थ, यदि ग्रिड फ्रिक्वेंसी में 49.3 से 49.4 एचजेड तक परिवर्तन होता है, तब उत्पादन में कोई कटौती नहीं की जाएगी) जबकि ग्रिड फ्रिक्वेंसी में किसी भी प्रकार की गिरावट के लिए, यूनिट के उत्पादन में मशीन क्षमता के अधीन रहते हुए यूनिट के एमसीआर में 5 प्रतिशत से 105 प्रतिशत तक की सीमा तक वृद्धि की जानी चाहिए। |
|--|

- (ख) +/-0.03 एचजेड का रिपिल फिल्टर प्रदान किया जाएगा जिससे गर्वनर में छेषछाड़ रोकने के लिए फ्रिक्वेंसी में छोटे-छोटे परिवर्तन में भार संशोधन के लिए उपेक्षा की जा सके।
- (ग) यदि किसी उत्पादन केंद्र को उपरोक्त यथा विनिर्दिष्ट प्रचालन में अपने गर्वनर के बिना प्रचालित किए जाने की आवश्यकता है तो आरएलडीसी तत्काल ऐसे प्रचालन के कारण तथा अवधि के बारे में सलाह देगा। सभी गर्वनर 3 प्रतिशत से 6 प्रतिशत के बीच लटके हुए होंगे।
- (घ) 50 एचजेड के लगभग फ्रिक्वेंसी को बमाए रखने के पश्चात केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग प्रचालन की निर्बंधित गर्वनर पद्धति के बारे में उपरोक्त उपबंध का पुनर्विलोकन कर सकेगा तथा प्रचालन के फ्री गर्वनर पद्धति को लागू कर सकेगा।
- (iii) सभी अन्य उत्पादन यूनिटें जिसमें 3 घंटे तक तालाब भी सम्मिलित हैं, गैस टर्बाइन/संयुक्त साइकल ऊर्जा संयंत्र, पवन तथा सौर उत्पादन और नाभिकीय ऊर्जा केंद्रों को खंड 5.2 (च), 5.2 (छ), 5.2 (ज) तथा 5.2 (झ) के अधीन तब तक छूट दी जाएगी जब तक आयोग स्थिति का पुनर्विलोकन नहीं कर देता है।
- (ङ) सभी उत्पादन यूनिटों, जो ग्रिड के तुल्यकालिक हैं, उनके स्वामित्व, आकार तथा प्रकार को ध्यान में रखे बिना, के फास सभी समय पर सामान्य प्रचालन में अपने गर्वनर होंगे। यदि किसी पचास से ऊमर (उत्तर पूर्वी क्षेत्र के लिए 10 मेगावाट) के किसी उत्पादन यूनिट से सामान्य प्रचालन में अपने गर्वनर के बिना परिचालित किए जाने की अपेक्षा की जाती है, तो आर एल डी सी तत्काल कारण तथा ऐसे प्रचालन की अवधि के बारे में सलाह देगा। सभी गर्वनर्स 3% और 6% के बीच में लटके हुए होंगे।
- (छ) भार नियंत्रक/स्वचालित टर्बाइन रमअप प्रणाली (एटीआरएस), टर्बाइन पर्यवेक्षण नियंत्रण, समन्वित नियंत्रण प्रणाली आदि के भीतर उपलब्ध सुविधाओं का उपयोग किसी भी सीति से सामान्य गर्वनर कार्रवाई को रोकने में नहीं किया जाएगा तथा उपरोक्त पैरा 5.2(च) में विनिर्दिष्टि के सिवाय कोई भी खराब बैंड और/या अविलंब जानबूझकर नहीं किया जाएगा।
- (ज) 200 मेगावाट तथा उससे ऊपर के सभी अर्थमें उत्पादन यूनिटें तथा ऐसी 10 मेगावाट तथा उससे ऊपर की प्रचालित सभी हाइड्रो यूनिटें, जो अपनी अधिकतम निरंतर दर (एम सी आर) के 100% तक प्रचालित की जाती हैं, जब फ्रिक्वेंसी में अचानक कमी होती है, अपने एमसीआर के क्रमशः 105 प्रतिशत तथा 110 प्रतिशत तक सामान्यतः कार्य करने में समर्थ होंगे (और किसी भी रूप में उन्हें नहीं रोका जाएगा) उपरोक्त के अनुसार उत्पादन में वृद्धि के पश्चात् उत्पादन यूनिटें प्रति मिनट एक प्रतिशत के लगभग की दर पर अपने मूल स्तर पर वापस कार्य करेंगी यदि बढ़ाए गए स्तर पर निरंतर प्रचालन कायम नहीं रहता है। उपरोक्त अपेक्षाओं का पालन न करने वाली

उत्पादन यूनिट को आरएलडीसी की अनुमति प्राप्त करने के पश्चात् ही (क्षेत्रीय ग्रिड के समकालिक) प्रचालन में रखा जाएगा।

- (झ) गवर्नर सेटिंग अर्थात् सभी उत्पादन यूनिटों के लिए आउटपुट में वृद्धि या कमी करने के लिए अनुपूरक नियंत्रण अपने प्रकार या आकार को ध्यान में रखे बिना चार्जिंग के लिए तय दर प्रति मिनट एक प्रतिशत या विनिर्माता की सीमाओं के अनुसार होगी। तथापि, फ्रिक्वेंसी 49.5 एच ज्येड से कम होती है, जो सभी लागत भारित उत्पादन यूनिटें अपनी क्षमता के अनुसार तीव्र दर पर अतिरिक्त भार को उठाएंगी।
- (ज) आपातकालीन के सिवाय या महंगे उपस्कर की नुकसानी को रोकने के लिए कोई भी उपयोक्ता आर एल डी सी को पूर्व सूचना दिए बिना या उसकी सहमति के बिना एक सौ से अधिक (100) मेगावाट (उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में 20 मेगावाट) तक अपनी उत्पादन यूनिट आउटपुट में अचानक कमी नहीं करेगा विशेषकर जब फ्रिक्वेंसी कम हो रही हो या 49 एच ज्येड से कम हो। इसी प्रकार कोई भी उपयोक्ता/एसईबी आरएलडीसी को पूर्व सूचना दिए बिना या उसकी सहमति के बिना एक सौ से अधिक (100) मेगावाट तक अपने भार में अचानक कमी नहीं करेगा।
- (ट) सभी उत्पादन केन्द्रों के पास समुचित सेटिंग के साथ प्रचालन में सामान्यतः स्वचालित वोल्टता रेग्युलेटर होंगे। विशेषकर यदि 50 मेगावाट (उत्तर-पूर्वी क्षेत्र की दशा में 10 मेगावाट) से अधिक की उत्पादन यूनिटों से सेवा में अपनी एवीआर के बिना प्रचालित किए जाने की अपेक्षा की जाती है तो आरएलडीसी को कारण तथा अवधि के बारे में तत्काल सूचना दी जाएगी और उसकी अनुमति प्राप्त की जाएगी। उत्पादन यूनिटों के ए वी आर में ऊर्जा प्रणाली स्थायीकारी (पीएसएस) (जब प्रदान किया जाता है) समय-समय पर सीटीयू/आरपीसी द्वारा उस प्रयोजन के लिए तैयार की गई योजना के अनुसार अपने अपने उत्पादन यूनिट स्वामी द्वारा पर्याप्त रूप से प्राप्त किया जाएगा। सीटीयू/आरपीसी, पीएसएस की जांच करने की अनुज्ञा देगा तथा और जब कभी आवश्यक समझा जाए उसकी ट्यूनिंग करेगा।
- (ठ) संरक्षण के उपबंध तथा रिले सैटिंग का समन्वय आरपीसी की संरक्षण समिति द्वारा पृथक् रूप से अंतिम रूप से दी जाने वाली योजना के अनुसार संपूर्ण क्षेत्रीय ग्रिड में आवधिक रूप से किया जाएगा।
- (ड) सभी उपयोक्ता, एसईबी, एसएलडीसी, आरएलडीसी तथ एनएलडीसी संघटक यह सुनिश्चित करने के लिए हर संभव प्रयास करेंगे कि ग्रिड फ्रिक्वेंसी हमेशा 49.5 - 50.2 एच ज्येड बैंड के भीतर रहती है सभी एसईबी, वितरण अनुज्ञाप्तिधारी/एसटीयू
- (ढ) सभी एसईबी, वितरण अनुज्ञाप्तिधारी/एसटीयू फ्रिक्वेंसी में कमी को रोकने के लिए अपनी-अपनी प्रणालियों में लोड शेडिंग करने के लिए स्वचालित का फ्रिक्वेंसी तथा डीएफ/डीटी रिले प्रदान करेंगे जिससे संबंधित आरपीसी द्वारा पृथक् रूप से तैयार की गई योजना के अनुसार ग्रिड के फेल/एकाकृत को रोका जा सके तथा किसी आपातकालीन दशा में उत्पादन यूनिटों के प्रपाती ट्रिपिंग को रोकने के लिए इसका प्रभावी उपयोजन सुनिश्चित होगा। सभी एसईबी, वितरण अनुज्ञाप्तिधारी, सीटीयू, एसएलडीसी यह सुनिश्चित करेंगे कि उपरोक्त कम फ्रिक्वेंसी तथा डी

एफ/डी टी लोड शेडिंग/आइसलैंडिंग स्कीमें हमेशा कृत्यकारी होती है। तथापि, नितांत आकस्मिकता की दशा में, आरएलडीसी - उन घटनाओं के बारे में आरपीसी सचिवालय को तब सूचित करेगा जब वास्तविक समय प्रचालन में इन-रिले के माध्यम से वांछित भार राहत अभिप्राप्त नहीं की जाती है। कम फ्रिक्वेंसी तथा सुसंगत सीईए विनियमों डीएल/डीटी रिले के संबंध में उपबंधों का पालन किया जाएगा। एसएलडीसी अपने-अपने आरपीसी को अपनी प्रणाली की यूएफआर तथा डीएफ/डीटी रिले की मासिक रिपोर्ट प्रस्तुत करेगा।

आरपीसी सचिवालय फ्रिक्वेंसी रिले के अंतर्गत आवधिक निरीक्षण करेगा तथा निरीक्षण का पर्याप्त अभिलेख बनाए रखेगा। आरपीसी कम फ्रिक्वेंसी तथा डीएफ/डीटी से अपेक्षित भार सहायता प्राप्त करने के लिए एसईबी वितरण अनुज्ञप्तिधारी तथा एसटीयू द्वारा अपेक्षित कार्रवाई करने का विनिश्चय करेगा तथा इस संबंध में सूचना देगा। सभी एसईबी, वितरण अनुज्ञप्तिधारी तथा एसटीयू इन विनियमों द्वारा आबद्ध होंगे। आरएलडीसी वास्तविक समय प्रणाली प्रचालन में अभिप्राप्त प्रत्याशित भार सहायता तथा वास्तविक भार सहायता का तुलनात्मक अभिलेख रखेगा। प्रत्याशित भार सहायता तथा वास्तविक भार सहायता की मासिक रिपोर्ट आरपीसी तथा केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग को भेजी जाएगी।

- (ए) सभी उपयोक्ता, एसटीयू/एसएलडीसी, सीटीयू/आरएलडीसी तथा एनएलडीसी वोल्टता अचानक कम होने और प्रपाती जैसी परिस्थितियों से बचने के लिए ऊर्जा प्रणाली में अपनी सीमा के भीतर पारेषण प्रणाली को प्रचालित करने के लिए प्रणाली संरक्षण स्कीमें (जिसमें अंतर ट्रिपिंग तथा रन बैंक भी सम्मिलित है) की पहचान को सुकर बनाएंगे, उसका संस्थापन करेंगे तथा उन्हे लगाएंगे। ऐसी स्कीमों को संबंधित आरपीसी मंच द्वारा अंतिम रूप दिया जाएगा और उन्हे चालू रखा जाएगा। यदि इनमें से कोई काम नहीं करता हे तो आरएलडीसी को तुरंत सूचित किया जाएगा।
- (ट) ग्रिड के भागतः/पूर्णतः: फेल होने से उबरने के लिए सीईए (ग्रिड मानक) विनियम के अनुसार प्रक्रियाएं तैयार की जाएंगी तथा उन्हें खंड 5.8 के अधीन अपेक्षाओं के अनुसार आवधिक रूप से अद्यतन रखा जाएगा। इन प्रक्रियाओं के सुसंगत, विश्वसनीय तथा शीघ्र प्रतिस्थापन को सुनिश्चित करने के लिए सभी उपयोक्ता, एसटीयू/एसटीयू तथा एसएलडीसी द्वारा अनुसरण किया जाएगा।
- (थ) प्रत्येक उपयोक्ता, एसटीयू, आरएलडीसी/एसटीयू या सीटीयू ग्रिड की विश्वसनीयता तथा सुरक्षा को बनाए रखने के लिए आवश्यक डाटा/जानकारी के आदान-प्रदान को सुनिश्चित करने के लिए आंतरिक रूप से और अन्य उपयोक्ता/एसटीयू/आरएलडीसी/एसएलडीसी/आरएलडीसी सीमों के साथ पर्याप्त तथा विश्वसनीय संसूचना सुविधा प्रदान करेंगे। जब कभी संभव हो, निर्खल के तथा वैकल्पिक रास्ता महत्वपूर्ण भागों, अर्थात् एसएलडीसी से आरएलडीसी से एनएलडीसी तक के साथ संसूचना बनाए रखी जाएगी।
- (द) सभी उपयोक्ता, एसटीयू/एसएलडीसी तथा सीटीयू किसी ग्रिड बाधा/घटना के विश्लेषण के प्रयोजन के लिए आरएलडीसी को सूचना/आंकड़े, जिसमें बाधा

अभिलेखन/पारिणामिक घटना अभिलिखित आउटपुट आदि भी सम्मिलित हैं, भेजेंगे। कोई भी उपयोक्ता एसएलडीसी/एसटीयू या सीटीयू ग्रिड की विश्वसनीयता तथा सुरक्षा को बनाए रखने तथा घटना का विश्लेषण करने के लिए आरएलडीसी तथा आरपीसी द्वारा अपेक्षित किसी आंकड़ों/जानकारी को नहीं रोकेगा।

- (ध) सभी उपयोक्ता, आरएलडीसी, एसएलडीसी, एसटीयू, सीटीयू तथा एनएलडीसी यह सुनिश्चित करने के लिए हर संभव प्रयास करेंगे कि ग्रिड वोल्टता हमेशा निम्नलिखित प्रचालन रेंज के भीतर है।

**वोल्टता --(केवी आर एम एस)**

सामान्य	अधिकतम	न्यूनतम
765	800	728
400	420	380
220	245	198
132	145	122
110	121	99
66	72	60
33	36	30

- (न) सभी उपयोक्ता, सीटीयू तथा एसटीयू वोल्टता में गिरावट को रोकने के लिए, जैसा आरपीसी द्वारा अंतिम रूप दिया गया है, वोल्टता रिले के माध्यम से पर्याप्त वोल्टता नियंत्रण उपाय करेंगे तथा वोल्टता अचानक कम होने/प्रपाती ट्रिपिंग से बचने के लिए अपने प्रभावी उपयोजन को सुनिश्चित करेंगे।

**(प) सौर/पवन उत्पादकों के लिए विशेष अपेक्षाएं**

प्रणाली प्रचालक (एसएलडीसी/आरएलडीसी) उपलब्ध सौर तथा पवन ऊर्जा के निष्क्रमण का सभी प्रयास करेंगे तथा इन्हें अवश्य चलाने वाले स्टेशन के रूप में मानेंगे। तथापि, प्रणाली प्रचालन ग्रिड सुरक्षा पर विचार करते हुए बैकडाउन उत्पादन के लिए सौर/पवन उत्पादक को अनुदेश दे सकेगा तथा सौर/पवन उत्पादक उसका पालन करेंगे। इस प्रयोजन के लिए, संबंधित एसएलडीसी तथा आरएलडीसी को जानकारी देने के लिए डाटा अर्जन प्रणाली सुविधा दी जाएगी।

- (i) एसएलडीसी/आरएलडीसी ग्रिड की सुरक्षा या किसी उपकरण की सुरक्षा या कार्मिक के खतरे में होने की दशा में, पवन फार्म को अपने वीएआर निकासी/इंजेक्शन में कटौती का निदेश दे सकेंगे।
- (ii) पवन उत्पादन आरंभ होने के दौरान, पवन उत्पादक यह सुनिश्चित करेगा कि रिएक्टिव ऊर्जा निकासी (इंजेक्शन उत्पादकों की दशा में अंतवार्ह करेंट) से ग्रिड के कार्यनिष्ठादान पर प्रभाव नहीं पड़ेगा।

### 5.3 प्रचालनात्मक प्रयोजनों के लिए मांग प्राक्कलन

- (क) यह खंड एकिट्व ऊर्जा तथा रिएकिट्व ऊर्जा दोनों के लिए मांग प्राक्कलन हेतु एसएलडीसी की प्रक्रिया/उत्तरदायित्व का वर्णन करता है।
- (ख) भास-उत्पादन संतुलन योजना के लिए मांग प्राक्कलन चालू वर्ष के लिए दैनिक/साप्ताहिक/मासिक आधार पर किया जाना होता है। एसएलडीसी इस मांग प्राक्कलन का उपयोग करते हुए, प्रचालनात्मक योजना प्रयोजनों के लिए प्रणाली अध्ययन करेगा।
- (ग) प्रत्येक एसएलडीसी प्रचालनात्मक प्रयोजनों के लिए दैनिक/साप्ताहिक/मासिक/वार्षिक मांग प्राक्कलन (एमडब्ल्यू-एमवीएआर तथा एमडब्ल्यूएच) के लिए पद्धति/तंत्र विकसित करेगा। इस मांग प्राक्कलन तथा विभिन्न स्रोतों से प्राप्तकलित उपलब्धता के आधार पर, एसएलडीसी भार कटौती, ऊर्जा कटौती आदि जैसे मांग प्रबंधन उपाय करेगा तथा यह सुनिश्चित करेगा कि इसका कार्यान्वयन एसईबी/वितरण अनुज्ञाप्तिधारी एसएलडीसी द्वारा किया जाता है। सभी एसईबी/वितरण अनुज्ञाप्तिधारी एसएलडीसी के मांग प्रबंधन उपायों द्वारा आबद्ध होंगे तथा एसएलडीसी मांग प्राक्कलन के लिए ऐतिहासिक डाटाबेस को बनाए रखेगा।
- (घ) प्रत्येक एसएलडीसी समय-समय पर ऐतिहासिक डाटा तथा औसत भविष्यवाणी डाटा का स्वयं मांग प्राक्कलन करेगा। सभी वितरण अनुज्ञाप्तिधारी तथा अन्य संबंधित व्यक्ति मांग प्राक्कलन के लिए एसएलडीसी यथा अपेक्षित सुसंगत जानकारी तथा अन्य जानकारी प्रदान करेंगे।
- (ङ) जब प्रारंभिक रूप से दैनिक/साप्ताहिक/मासिक आधार पर प्रचालनात्मक प्रयोजनों के लिए मांग प्राक्कलन किया जाता है तब प्रत्येक 15 मिनट तक के लिए दैनिक प्रचालनात्मक उपयोग के लिए मांग के ऑनलाइन प्राप्तकलित को सुकर बनाने के लिए यथाशीघ्र किन्तु 1.1.2011 तक एसएलडीसी पर तंत्र तथा सुविधाएं सृजित की जाएंगी।
- (च) एसएलडीसी द्वारा मासिक प्राक्कलित मांग बेहतर प्रचालन योजना के लिए आरएलडीसी तथा आरपीसी को दी जाएगी।
- (छ) एसएलडीसी एकिट्व तथा रिएकिट्व ऊर्जा अपेक्षा को पूरा करने के लिए पवन ऊर्जा पूर्वानुमान को गणना में लेगा।
- (ज) आगे के तीन मासिक आधार पर कुल अंतरण क्षमता/उपलब्धता अंतरण क्षमता के प्राक्कलन को सुकर बनाने के लिए, एसएलडीसी आरएलडीसी को प्राक्कलन मांग तथा उपलब्धता आंकड़ा देगा।

### 5.4 मांग प्रबंधन

#### 5.4.1 प्रस्तावना

यह खंड अपर्याप्त उत्पादन क्षमता की दशा में और बाहरी अंतर संयोजकों से ऐसे अंतरण, जो मांग को पूरा करने के लिए उपलब्ध नहीं हो रहे हों या ग्रिड के किसी भाग पर ब्रेकडाउन या प्रचालन संबंधी समस्याओं (जैसे फ्रिक्वेंसी, वोल्टता स्तर या थर्मल अधिकतम भार) की दशा में मांग की

कटौती को प्रभावी करने के लिए एसएलडीसी द्वारा किए जाने वाले उपबंधों से या केंद्रीय विद्युत विनियामन आयोग के यूआई विनियमन में उल्लिखित सीमाओं से परे प्रादेशिक इकाइयों द्वारा ऊर्जा की अधिक निकासी संबंधित है।

#### 5.4.2 मांग विसंयोजन

- (क) एसएलडीसी/एसईबी/ वितरण अनुज्ञापिधारी तथा थोक उपभोक्ता जब कभी प्रणाली फ्रिक्वेंसी 49.7 एचजेड से कम हो, कुल निकासी अनुसूची के भीतर ग्रिड से अपने नियंत्रण क्षेत्र की निकासी को रोकने के लिए कार्रवाई आरंभ करेंगे।
- (ख) एसएलडीसी/एसईबी/वितरण अनुज्ञापिधारी तथा थोक उपभोक्ता यह सुनिश्चित करेंगे कि उनके नियंत्रण क्षेत्र में अपेक्षित भार कटौती की जाती है जिससे कि जब फ्रिक्वेंसी 49.5 एचजेड या निम्न हो, कोई अधिक निकासी न हो।
- (ग) प्रत्येक उपयोक्ता/सीटीयू/एसएलडीसी आकस्मिक प्रक्रियाएं तैयार करेंगे तथा ऐसी व्यवस्था करेंगे जिससे सामान्य और/या आकस्मिकता परिस्थितियों में आरएलडीसी/ एसएलडीसी द्वारा, जैसा अनुदेश दिया जाए, मांग विसंयोजन को समर्थ बनाया जा सके। इन आकस्मिकता प्रक्रियाओं तथा व्यवस्थाओं को नियमित रूप से उपयोक्ताओं/एसटीयू द्वारा अद्यतन रखा जाएगा तथा आरएलडीसी/एसएलडीसी द्वारा मॉनीटरिंग की जाती है। आरएलडीसी/एसएलडीसी ग्रिड सुरक्षा के हित में, यदि अपेक्षित हो, उपरोक्त प्रक्रिया/व्यवस्था की उपांतरित करने के लिए किसी भी उपयोक्ता/एसटीयू को निदेश दे सकेंगे तथा संबंधित उपयोक्ता/एसटीयू इन निदेशों का पालन करेंगे।
- (घ) एसएलडीसी अपने-अपने राज्य विद्युत बोर्ड/वितरण अनुज्ञापिधारी के माध्यम से पैरा 5.4.2 (क) तथा (ख) का अनुपालन करने के लिए अधिक निकासी में कमी करने हेतु 1.1.2011 से पूर्व सुव्यवस्थित भार शेडिंग, मांग प्रत्युत्तर (जिसमें बाधित योग्य भार के लिए निम्न टैरिफ भी सम्मिलित किया जा सकेगा) जैसे स्वचालित मांग प्रबंधन हेतु स्टेट आफ दि आर्ट मांग प्रबंधन स्कीमें बना सकेंगे तथा उन्हें लागू कर सकेंगे। विस्तृत स्कीम वाली स्कीम तथा स्कीमों के कार्यान्वयन की प्रगति संबंधी आवधिक रिपोर्ट संबंधित एसएलडीसी द्वारा केंद्रीय आयोग को भेजी जाएगी।
- (ङ) अनुबद्ध बैंड के भीतर फ्रिक्वेंसी को बनाए रखने तथा नेटवर्क सुरक्षा को बनाए रखने के लिए बाधित योग्य भार को अनुसूचित ऊर्जा कटौती/ भार शेडिंग, अननुसूचित भार शेडिंग के लिए भार, कम फ्रिक्वेंसी रिले/डीएफ/डीटी रिले के माध्यम से कटौती किए जाने वाला भार तथा आरपीसी स्तर पर यहचांनी गई किसी प्रणाली संरक्षा स्कीम के अधीन कटौती किए जाने वाले भार के लिए भार के चार समूहों में बांटा गया है। इन भारों को ऐसी रीति से समूहित किया जाएगा जिससे भार के विभिन्न समूहों के बीच कोइ परस्पर व्यापन न हो। कठिपय आकस्मिकताओं और/या प्रणाली सुरक्षा को धमकी की दशा में, आरएलडीसी किसी भी एसएलडीसी/ एसईबी/विवरण अनुज्ञापिधारी या आईएसटीएस से जुड़े थोक उपभोक्ता को कुछ मात्रा तक अपने नियंत्रण क्षेत्र के विकास में कमी करने का निदेश दे सकेगा। ऐसी निदेशों पर तुरंत कार्रवाई की जाएगी। एसएलडीसी इन निदेशों के अनुपालन के पश्चात आरएलडीसी को तत्काल अनुपालन रिपोर्ट भेजेगा।

- (च) आरएलडीसी के निदेश का पालन करने के लिए, एसएलडीसी ग्रिड से निकासी में कमी करने के लिए एसईबी/वितरण अनुज्ञाप्तिधारी/सीटीयू से जुड़े थोक उपभोक्ता को निदेश दे सकेगा। एसएलडीसी संबंधित इकाई द्वारा की गई कार्रवाई की मानीटरिंग करेगा तथा आरएलडीसी द्वारा जैसा निदेश दिया जाए, ग्रिड से निकासी में कमी को सुनिश्चित करेगा।
- (छ) आरएलडीसी थोक उपभोक्ता, एसएलडीसी/राज्य द्वारा अधिक निकासी की प्रकृति पर निर्भर करते हुए, विभिन्न अधिक निकासी की परिस्थितियों में अधिक निकासी में कमी करने के लिए प्रणाली सुरक्षा आकस्मिकता और/या धमकी की दशा में निदेश देने के लिए, मानक, तुरंत, संदेश प्ररूप तैयार करेगा। संबंधित एसएलडीसी तत्काल आरएलडीसी के इन निदेशों का अनुपालन सुनिश्चित करेगा तथा संबंधित आरएलडीसी को अनुपालन रिपोर्ट भेजेगा।
- (ज) सभी उपयोक्ता, एसएलडीसी/एसईबी/वितरण अनुज्ञाप्तिधारी या थोक उपभोक्ता, आरएलडीसी/एसएलडीसी के निवेशों का पालन करेंगे तथा प्रणाली की सुरक्षा तथा विश्वसनीयता को सुनिश्चित करने के लिए पारेषण प्रणाली में संकुलन की दशा में, अपेक्षित भार कटौती या उत्पादन में कमी करेंगे। वास्तविक समय में संकुलन अवयुक्ति के उपायों के आवेदन की प्रक्रिया तथा संकुलन की निकासी के उपबंध केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (वास्तविक समय प्रचालन में संकुलन अवयुक्ति के उपाय) विनियम, 2009 के अनुसार होंगे।
- (झ) उपयोक्ताओं, एसएलडीसी/वितरण अनुज्ञाप्तिधारी या थोक उपभोक्ता द्वारा किए गए उपाय तब तक कम नहीं किए जाएंगे जब तक कि फ्रिक्वेंसी पैरा 5.2 में विनिर्दिष्ट सीमा से कम नहीं हो जाती है, जब तक कि आरएलडीसी/एसएलडीसी द्वारा विशेष रूप से अनुज्ञात न किया जाए।

## 5.5 आवधिक रिपोर्ट

- 5.5.1 क) एक सप्ताहिक रिपोर्ट, जिसमें पिछले सप्ताह में राष्ट्रीय/एकीकृत ग्रिड का कार्यनिष्ठादन सम्मिलित होगा, एनएलडीसी द्वारा तैयार की जाएगी। ऐसी साप्ताहिक रिपोर्ट कम से कम 12 सप्ताह के लिए एनएलडीसी की वेबसाइट पर उपलब्ध रहेगी। मासिक रिपोर्ट, जिसमें राष्ट्रीय/एकीकृत ग्रिड का कार्य-निष्ठादन सम्मिलित होगा, एनएलडीसी द्वारा तैयार की जाएगी तथा उसे केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण, आरएलडीसी तथा आरपीसी को भेजा जाएगा तथा उनकी वेबसाइट पर उपलब्ध रहेगी।
- ख) एक दैनिक रिपोर्ट, जिसमें प्रादेशिक ग्रिड का कार्य-निष्ठादन सम्मिलित होगा, प्रत्येक आरएलडीसी द्वारा एसएलडीसी/उपयोक्ताओं से प्राप्त समाग्री के आधार पर तैयार की जाएगी तथा वेबसाइट पर भी डाली जाएगी। इस रिपोर्ट में पदन ऊर्जा उत्पादन तथा ग्रिड में अंतर्क्षेपण भी सम्मिलित होगा।
- ग) एक साप्ताहिक रिपोर्ट, आरएलडीसी द्वारा अपनी वेबसाइट पर डाली जाएगी तथा उसमें पिछले सप्ताह के लिए प्रादेशिक ग्रिड का कार्यनिष्ठादन सम्मिलित होगा। ऐसी साप्ताहिक रिपोर्ट कम से कम 12 सप्ताह तक आरएलडीसी की वेबसाइट पर भी उपलब्ध रहेगी।

सप्ताहिक रिपोर्ट में निम्नलिखित अंतर्विष्ट होगा :

- (क) फ्रिकॉर्सी प्रोफाइल
- (ख) महत्वपूर्ण उपकेन्द्रों तथा उपकेन्द्रों की वोल्टता प्रोफाइल, सामान्यतः जिसमें निम्न/उच्च वोल्टता सम्मिलित हो
- (ग) प्रमुख उत्पादन तथा पारेषण आउटेज
- (घ) पारेषण अवरोध
- (ङ) आईडीजीसी के लगातार/महत्वपूर्ण अननुपालन की घटनाएं
- (च) पारेषण प्रणाली में संकुलन की घटनाएं
- (छ) पारेषण तत्वों तथा उत्पादन यूनिटों के प्रतिस्थापन के लिए सामान्य विलंब की घटनाएं
- (ज) आईडीजीसी के अननुपालन के परिणामस्वरूप निकासी में कटौती के लिए एसईबी/वितरण अनुज्ञाप्तिधारी/थोक उपभोक्ता द्वारा एसएलडीसी के अनुदेशों का अननुपालन।

### 5.5.2 अन्य रिपोर्टें

- (क) आरएलडीसी तिमाही रिपोर्ट तैयार करेगा जिसमें प्रणाली अवरोध, सुरक्षा मानकों की अपेक्षाओं, यदि कोई हों, को पूरा करने के कारण, तथा सेवा की क्वालिटी विभिन्न अभिकरणों द्वारा की गई विभिन्न कार्रवाईयों और अवरोधों को पैदा करने के लिए उत्तरदायी अभिकरण के ब्यौरे सम्मिलित होगे।
- (ख) आरएलडी सूचना/रिपोर्ट भी प्रदान करेगी जो आईएसटीएस के सुचारू प्रचालन के हित में आरपीसी द्वारा मांगी जा सकती है।

### 5.6 प्रचालनात्मक संपर्क

#### 5.6.1 प्रस्तावना

- (क) यह खंड संपूर्ण ग्रिड पर प्रचालनों तथा/या घटनाओं के संबंध में जानकारी का आदान प्रदान करने के लिए अपेक्षाओं का उल्लेख करता है जिसका निम्नलिखित पर प्रभाव होगा :
  1. राष्ट्रीय ग्रिड
  2. क्षेत्रीय ग्रिड
  3. क्षेत्र में आई एस टी एस
  4. उपयोक्ता तथा एसटीयू की प्रणाली

उपरोक्त साधारणतः उस बात को अधिसूचित करने से संबंधित है कि क्या होने की आशा है या क्या हो गया है तथा उसके क्या कारण है।

- (ख) प्रचालनात्मक कर्मचारिवृंद को सूचना का शीघ्र अंतरण सुकर बनाने के लिए प्रचालनात्मक संपर्क कृत्य एनएलडीसी, आरएलडीसी, एसएलडीसी तथा उपयोक्ताओं का आज्ञापक बिल्ट

इन श्रेणीबद्ध कृत्य हैं। यह विनिश्चय करने की आशा और कार्रवाई करने के लिए अपेक्षित इनपुट से संबंधित होगा।

### 5.6.2 प्रचालनात्मक संपर्क के लिए प्रक्रिया

#### (क) क्षेत्रीय ग्रिड का प्रचालन तथा घटनाएं

- क्षेत्रीय ग्रिड पर कोई प्रचालन किए जाने से पूर्व, आरएलडीसी ऐसे प्रत्येक ऐसे उपयोक्ता/एसएलडीसी/सीटीयू को सूचित करेगा जिसकी प्रणाली में प्रचलनात्मक प्रभाव पड़ सकेगा या पड़ेगा और किए जाने वाले प्रचालन का ब्यौरा देगा।
- क्षेत्रीय ग्रिड पर शीघ्र घटना के बाद आरएलडीसी प्रत्येक ऐसे उपयोक्ता/एसएलडीसी/सीटीयू को सूचित करेगा जिसकी प्रणाली घटना से प्रभावित हुई हो और उस घटना का ब्यौरा देगा जो हुई हो (किन्तु न होने का कारण)।
- किसी क्षेत्र में किसी प्रचालन, जिससे किसी अन्य क्षेत्र पर प्रभाव पड़ता था, की सूचना संबंधित आरएलडीसी द्वारा एनएलडीसी को दी जाएगी।
- राष्ट्रीय/एकीकृत ग्रिड में होने वाली घटनाओं की सूचना तत्काल सभी आरएलडीसी को दी जाएगी।

#### (ख) उपयोक्ताओं/एसटीयू/प्रणाली पर प्रचालन और घटनाएं।

- उपयोक्ता/एसटीयू की प्रणाली पर कोई प्रचालन किए जाने से पूर्व, उपयोक्ता/एसएलडीसी, आरएलडीसी को सूचित करेगा, यदि क्षेत्रीय ग्रिड के प्रचालन पर प्रभाव पड़ा हो या पड़ेगा और किए जाने वाले प्रचालन के ब्यौरे देगा। यदि ऐसे प्रचालन से अन्य क्षेत्रों में प्रभाव पड़ने की संभावना है तो उन क्षेत्रों के आरएलडीसी को एनएलडीसी के माध्यम से इस संबंध में सूचना दी जाएगी।
- उपयोक्ता/एसएलडीसी की प्रणाली पर हुई घटना के ठीक बाद उपयोक्ता/एसएलडीसी आरएलडीसी को सूचित करेंगे यदि क्षेत्रीय ग्रिड के प्रचालन पर आगामी घटना से प्रभाव पड़ा हो या प्रभाव पड़ेगा। यदि ऐसे प्रचालन से अन्य क्षेत्रों में प्रभाव पड़ने की संभावना है तो उन क्षेत्रों के आरएलडीसी को एनएलडीसी के माध्यम से इस संबंध में सूचना दी जाएगी।
- ग्रिड में महत्वपूर्ण नेटवर्क तत्वों के बलपूर्वक आउटेज की आरपीसी स्तर पर निकटता से मानीटरिंग की जाएगी। आरपीसी आयोग को उत्पादकों या पारेषण सुविधाओं की लंबी कटौती की मासिक रिपोर्ट भेजेगा।

## 5.7 आउटेज योजना

### 5.7.1 प्रस्तावना

- (क) यह खंड क्षेत्रीय प्रणाली प्रचालन शर्तों और अधिशेष उत्पादन और मांग को ध्यान में रखते हुए, समन्वित और सुनियोजित रीति में क्षेत्रीय ग्रिड के तत्वों के लिए आउटेज सूचियों की प्रक्रिया का उल्लेख करता है। (इन अनुबंधों के अधीन समिलित ग्रिड के तत्वों की सूची तैयार की जाएगी और आर एल डी सी और एनएलडीसी, इस एल डी सी के पास उपलब्ध होगी)।
- (ख) उत्पादन आउटपुट और पारेषण प्रणाली सुरक्षा मानकों की पूर्ति के लिए आउटेज को ध्यान में रखने के पश्चात् पर्याप्त होनी चाहिए।
- (ग) आरपीसी सचिवालय द्वारा एनएलडीसी तथा आरएलडीसी के परामर्श से वित्तीय वर्ष के लिए पहले ही वार्षिक आउटेज योजना तैयार की जाएगी और तिमाही और मासिक आधार पर उसका पूनर्विलोकन किया जाएगा। सभी उपयोक्ता, सीटीयू, एसटीयू यदि इन आउटेज योजनाओं का अनुसरण करेंगे। यदि किसी विचलन की आवश्यकता है तो उसे संबंधित आरपीसी तथा आरएलडीसी की पूर्व अनुज्ञा से किया जाएगा। नदी से चलने वाले हाइड्रो संयंत्र सौर ऊर्जा संयंत्र तथा इससे सहबद्ध निष्कषण नेटवर्क की आउटेज योजना की योजना ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों से अधिकतम ऊर्जा प्राप्त करने के लिए की जाएगी। सौर उत्पादक की आउटेज कम पवन ऊर्जा के दौरान, सौर का आउटेज यदि अपेक्षित हो, वर्षा ऋतु में तथा नदी से चलने वाले हाइड्रो ऊर्जा संयंत्रों की आउटेज कम वर्षा ऋतु में की जानी चाहिए।

### 5.7.2 उद्देश्य

- (क) सभी उपलब्ध संसाधनों पर विचार करते हुए और पारेषण अवरोधों तथा सिंचाई अपेक्षाओं का ध्यान में रखते हुए, क्षेत्रीय ग्रिड के लिए समन्वित उत्पादन आउटेज कार्यक्रम प्रस्तुत करना।
- (ख) ऊर्जा और विद्युत की प्रणाली अपेक्षाओं में अधिशेष या कमियों को कम करना और सुरक्षा मानकों के भीतर प्रणाली का प्रचालन करने में सहायता करना।
- (ग) ग्रिड प्रचालन पर प्रतिकूल प्रभाव डाले बिना किन्तु उत्पादन आउटेज अनुसूची उपयोक्ता/एसटीयू/सीटीयू प्रणालियों तथा अनुरक्षण प्रणाली सुरक्षा मानक को ध्यान में रखते हुए, क्षेत्रीय ग्रिड के तत्वों के पारेषण आउटेजों को सुनिश्चित करना।

### 5.7.3 विस्तार

यह खंड एनएलडीसी, आरएलडीसी, एसएलडीसी, सीटीयू, एसटीयू, आरपीसी तथा सभी उपयोक्ताओं को लागू होता है।

#### 5.7.4 आउटेज योजना प्रक्रिया

- (क) आरपीसी सचिवालय प्रत्येक वर्ष के 31 जनवरी तक आगामी वित्तीय वर्ष की वार्षिक आउटेज योजना को अंतिम रूप देने के लिए जिम्मेदार होगा।
- (ख) सभी एसईबी/एसटीयू पोषण अनुज्ञापिधारी सीटीयू, आईएसजीजीएस, आईपीपीएस, एमपीपीएस और अन्य उत्पादन केंद्र अपना-अपना प्रस्तावित आउटेज कार्यक्रम लिखित में प्रत्येक वर्ष के 30 नवम्बर तक अगले वित्तीय वर्ष के लिए आर पी सी सचिवालय को प्रदान करेंगे। इनमें प्रत्येक उत्पादन यूनिट/लाईन, आईसीटी की पहचान, प्रत्येक आउटेज की अधिमानित तारीख और उसकी अवधि अंतर्विष्ट होगी तथा जहां नम्यता हो, प्रारंभ करने की पूर्वतम तारीख और पूरा करने की अंतिम तारीख भी सम्मिलित होंगी।
- (ग) आर पी सी सचिवालय सुनियोजित रीति से उपलब्ध संसाधनों को ध्यान में रखते हुए तथा सुख्खा मानकों को बनाए रखने के लिए क्षेत्रीय ग्रिड के लिए प्रत्येक वर्ष के 31 दिसम्बर तक अगले वित्तीय वर्ष का प्रारूप आउटेज कार्यक्रम जारी करेगा। आवश्यक प्रणाली अध्ययन को कार्यान्वित करने के पश्चात् किया जाएगा तथा यदि आवश्यक हो, आउटेज कार्यक्रमों का पुनःअनुसूचीकरण किया जाएगा। आउटेज कार्यक्रमों को तैयार करते समय उत्पादन तथा भार अपेक्षा के बीच अतिशेष संतुलन को सुनिश्चित किया जाएगा। इन्हें आरपीसी द्वारा अपनी वेबसाइट पर डाला जाएगा।
- (घ) अंतिम आउटेज योजना को एनएलडीसी तथा आरएलडीसी के परामर्श से तैयार किया जाएगा। अंतिम आउटेज योजना की सूचना एनएलडीसी उपयोक्ता, एसटीयू सीटीयू, आईएसटीएस से जुड़े अन्य उत्पादन केंद्र तथा आरएलडीसी को प्रत्येक वर्ष के 31 जनवरी तक कार्यान्वित करने के लिए दी जाएगी।
- (ङ) उपरोक्त आउटेज योजना का पुनर्विलोकन आरपीसी सचिवालय द्वारा सभी संबंधित पक्षकारों के समन्वय से तिमाही तथा मासिक आधार पर किया जाएगा तथा जब कभी समायोजन आवश्यक समझे जाएं, किए जाएंगे।
- (च) प्रणाली में आपातकालीन जैसे उत्पादन की हानि, प्रणाली को प्रभावित करने वाली पारेषण लाइन का ब्रेकडाउन, ग्रिड बाधा, प्रणाली वियोजन की दशा में, आरएलडीसी योजना आउटेज के अंतर्स्थान से पहले पुनःअध्ययन कर सकेगा।
- (छ) कानूनी अपेक्षाओं को ध्यान में रखते हुए, निम्नलिखित में से किसी एक की दशा में योजनाबद्ध आउटेज को आस्थगित करने के लिए एनएलडीसी/आर एल डी सी प्राधिकृत है :

  - (i) ग्रिड बाधा
  - (ii) प्रणाली वियोजन
  - (iii) राज्य में आंशिक बिजली गुल होने

- (iv) प्रणाली में कोई अन्य घटना जिससे प्रस्तावित आउटेज द्वारा सुरक्षा प्रणाली पर प्रतिकूल प्रभाव पड़ सकेगा।
- (ज) विस्तृत उत्पादन तथा पारेषण आउटेज कार्यक्रम नवीनतम आउटेज योजना (तारीख तक किए गए सभी समायोजनों के साथ) के आधार पर होंगे।
- (झ) प्रत्येक उपयोक्ता सीटीयू तथा एसटीयू आउटेज को प्राप्त करने से पूर्व आर एल डी सी से अंतिम अनुमोदन प्राप्त करेगा।
- (ञ) आरपीसी आयोग को तिमाही, छिमाही रिपोर्ट भेजेगी जिसमें कारणों के साथ योजना से आउटेज में विचलन सम्मिलित होगा। इन रिपोर्टों को आरपीसी की वेबसाइट पर भी रखा जाएगा।

### 5.8 वसूली प्रक्रियाएं

- (क) आंशिक/पूरी तरह विद्युत बंद हो जाने पर क्षेत्रीय ग्रिड को बनाए रखने के लिए विस्तृत योजना तथा प्रक्रिया आरएलडीसी द्वारा एनएलडीसी, सभी उपयोक्ताओं, एसटीयू, एसएलडीसी, सीटीयू तथा आर पी सी सचिवालय के परामर्श से विकसित की जाएगी तथा वार्षिक रूप से उनका पुनर्विलोकन किया जाएगा/उनको अद्यतन किया जाएगा।
- (ख) क्षेत्र के भीतर प्रत्येक संघटकों की प्रणाली के आंशिक/पूर्ण रूप से बंद हो जाने के पश्चात् प्रतिस्थापन के लिए विस्तृत योजना तथा प्रक्रियाओं को आरएलडीसी के समन्वय से संबंधित उपयोक्ताओं/एसटीयू/सीटीयू द्वारा अंतिम रूप दिया जाएगा। प्रक्रिया का प्रत्येक पश्चातवर्ती वर्ष में एक बार पुनर्विलोकन, पुष्टि और/या पुनरीक्षण किया जाएगा। विभिन्न उपप्रणाली के लिए प्रक्रिया, आरएलडीसी को सूचित करते हुए कम से कम प्रत्येक छह मास में एक बार उपयोक्ताओं/सीटीयू/एसटीयू द्वारा तैयार की जाएगी। ब्लैक स्टार्ट के लिए डीजल जेनरेटर सेट की जांच साप्ताहिक आधार पर की जाएगी तथा जांच रिपोर्ट तिमाही आधार पर आरएलडीसी को भेजी जाएगी।
- (ग) ब्लैक स्टार्ट सुविधा, अंतर्राज्यिक/अंतर्रक्षेत्रीय से संबंधित, तुल्यकालिक स्थान तथा पूर्विकता पर प्रतिस्थापित किए जाने वाले आवश्यक प्रभार के साथ उत्पादन केन्द्रों की सूची तैयार की जाएगी तथा एनएलडीसी, आरएलडीसी तथा एसएलडीसी के पास उपलब्ध होगी।
- (घ) आरएलडीसी वोल्टता तथा फ्रिक्वेंसी के लिए नियंत्रित सुरक्षा मानकों के साथ प्रचालन करने के लिए ब्लैक आउट का अनुसरण करने वाली प्रतिस्थापन प्रक्रिया के लिए प्राधिकृत है जैसा ग्रिड की शीघ्रतम संभव वसूली की पूर्ति के लिए आदेश में आवश्यक हो।

(ङ) प्रतिस्थापन प्रक्रिया के लिए अपेक्षित सभी संसूचना चैनलों का उपयोग जब तक ग्रिड सामान्य रूप से चालू नहीं हो जाता है, केवल प्रचालनात्मक संसूचना के लिए किया जाएगा।

### 5.9 घटना की जानकारी

#### 5.9.1 प्रस्तावना

यह खंड सभी उपयोक्ताओं/एसटीयू/सीटीयू आरपीसी सचिवालय तथा एनएलडीसी/आरएलडीसी/एसएलडीसी की प्रणाली की घटनाओं की बाबत रिपोर्टिंग प्रक्रिया से संबंधित है। रिपोर्टिंग प्रक्रिया सुसंगत केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण विनियमों के अनुसार होगी।

#### 5.9.2 उद्देश्य

इस खंड का उद्देश्य रिपोर्ट किए जाने वाली दुर्घटनाओं, अनुसरण किए जाने वाली रिपोर्टिंग और दुर्घटना/घटनाओं की रिपोर्टिंग के अभिगम से सुसंगत सुनिश्चित करने के लिए प्रदाय की जाने वाली जानकारी को परिभाषित करना है।

#### 5.9.3 विस्तार

इस खंड में उपयोक्ता, एसटीयू, सीटीयू, आरपीसी सचिवालय, एनएलडीसी, आरएलडीसी और एसएलडीसी सम्मिलित हैं।

#### 5.9.4 उत्तरदायित्व

(क) आरएलडीसी/एसएलडीसी यथास्थिति, उपयोक्ताओं, एसएलडीसी/एसटीयू, सीटीयू/एनएलडीसी, आरएलडीसी/आरपीसी सचिवालयय को घटनाओं की रिपोर्टिंग करने के लिए उत्तरदायी है।

(ख) सभी उपयोक्ता, एसटीयू, सीटीयू और एसएलडीसी मानीटरिंग, रिपोर्टिंग तथा घटना विश्लेषण के लिए एनएलडीसी, आरएलडीसी तथा आरपीसी सचिवालय को, यथास्थिति, सभी आवश्यक आंकड़ों को एकत्रित करने तथा उनकी रिपोर्टिंग के लिए उत्तरदायी है।

#### 5.9.5 रिपोर्ट योग्य घटनाएं

आरएलडीसी/उपयोक्ता, एसएलडीसी, एसटीयू, सीटीयू से रिपोर्टिंग करने के लिए निम्नलिखित कोई एक घटना की अपेक्षा की जाती है :-

- (i) सुरक्षा मानकों का अतिलंघन
- (ii) ग्रिड अनुशासन
- (iii) आर एल डी सी के अनुदेशों का अननुपालन

- (iv) प्रणाली आईलैंडिंग/प्रणाली विखंडन
- (v) क्षेत्रीय ब्लैक आउट/आंशिक रूप से प्रणाली का बंद हो जाना
- (vi) आई एस टी एस के किसी तत्व पर और अंतःराज्यिक प्रणाली की “तय सूची” के संबंध में किसी मद पर असफलता
- (vii) ऊर्जा प्रणाली अस्थिरता
- (viii) क्षेत्रीय ग्रिड के किसी घटक के ट्रिप होने पर
- (ix) किसी उपयोक्ता द्वारा अचानक भार का रहकरण।

#### 5.9.6 रिपोर्टिंग प्रक्रिया

- (क) उपयोक्ता, एसटीयू, सीटीयू तथा एसएलडीसी द्वारा आरएलडीसी को घटना की लिखित रिपोर्टिंग : किसी ऐसी घटना की दशा में, जिसकी मौखिक रूप से आरएलडीसी द्वारा उपयोक्ता, एसटीयू, सीटीयू तथा एसएलडीसी को प्रारंभिक रूप से रिपोर्ट की गई थी, आरएलडीसी इस खंड के अनुसार एसएलडीसी को लिखित में रिपोर्ट देगा। आरएलडीसी उसी आधार पर एनएलडीसी को रिपोर्ट देगी।
- (ख) उपयोक्ता, एसटीयू, सीटीयू तथा एसएलडीसी को आरएलडीसी द्वारा घटना की लिखित रिपोर्टिंग : किसी ऐसी घटना की दशा में, जिसकी आरंभिक रिपोर्ट मौखिक रूप से आरएलडीसी द्वारा उपयोक्ता, एसटीयू, सीटीयू तथा एसएलडीसी को गई थी, आरएलडीसी इस खंड के अनुसार उपयोक्ता, एसटीयू, सीटीयू तथा एसएलडीसी, एनएलडीसी को लिखित में रिपोर्ट देगी।
- (ग) लिखित रिपोर्ट का प्रस्तुप

लिखित रिपोर्ट, यथास्थिति, एनएलडीसी, आरएलडीसी उपयोक्ता, सीटीयू, एसटीयू एसएलडीसी को ऐसे प्रस्तुप में दी जाएगी जो जैसा समुचित भार प्रेषण केंद्र द्वारा तय की जाए, और घटना के निम्नलिखित ब्यौरों के साथ मौखिक अधिसूचना की पुष्टि की जाएगी :

- (i) घटना का समय तथा तारीख
- (ii) अवस्थान
- (iii) प्रत्यक्ष रूप से अंतर्वलित संयंत्र और/या उपकरण
- (iv) घटना का विवरण तथा कारण
- (v) भार तथा उत्पादन की पूर्व दशा, जिसमें घटना से पूर्व मौसम की स्थिति के साथ ट्रिपिंग के समय प्रभावित क्षेत्रों में फ्रिक्वेंसी बोल्टता तथा प्रवाह भी है
- (vi) बाधा की अवधि तथा मांग और/या बाधित उत्पादन (मेगावाट से)
- (vii) सभी सुसंगत प्रणाली आंकड़े जिसमें बाधा अभिलिखित, घटना लागत, डीएस आदि सहित सभी अभिलिखित करने वाले उपकरणों के अभिलेखों की प्रतियां भी सम्मिलित हैं।
- (viii) समय पर ट्रिप होने का अनुकम
- (ix) रिलैफ्लैगों के ब्यौरे
- (x) उपचारात्मक उपाय।

## भाग 6

### अनुसूची तथा प्रेषण कोड

#### 6.1 प्रस्तावना

इस भाग में निम्नलिखित का उल्लेख किया गया है :-

- (क) अनुसूची और प्रेषण करने में विभिन्न क्षेत्रीय इकाइयों, एसएलडीसी, आर एल डी सी और एनएलडीसी के बीच उत्तरदायित्वों का निर्धारण ।
- (ख) अनुसूची तथा प्रेषण करने के लिए प्रक्रिया
- (ग) रिएक्टिव ऊर्जा तथा वोल्टता नियंत्रण तंत्र
- (घ) अनुपूरक वाणिज्यिक तंत्र (उपबंध 1 में) ।

#### 6.2 उद्देश्य

यह कोड संबंधित क्षेत्रीय इकाइयों के कुल अंतःक्षेपण/निकासी का अनुसूचीकरण करने तथा एनएलडीसी/आर एल डी सी/एसएलडीसी/ऊर्जा केंद्रों और क्षेत्रीय इकाइयों के बीच जानकारी देने की पद्धति के साथ एक दिन पहले के आधार पर स्वीकार की जाने वाली प्रक्रिया से संबंधित है । प्रत्येक आई एस जी एस द्वारा क्षमता घोषित करने तथा अन्य क्षेत्रीय इकाइयों द्वारा अपेक्षा/निकासी अनुसूची को प्रस्तुत करने की प्रक्रिया आर एल डी सी को इस बात के लिए समर्थ बनाने के लिए आशयित है कि वह प्रत्येक आई एस जी एस के लिए प्रेषण अनुसूची तथा प्रत्येक क्षेत्रीय इकाई के लिए निकासी अनुसूची के लिए तैयार करे । यह अनुसूचियों से फेरफार करने के लिए वाणिज्यिक व्यवस्थाओं तथा रिएक्टिव ऊर्जा कीमत के लिए तंत्र के साथ-साथ क्षेत्रीय इकाइयों को वास्तविक समय प्रेषण/निकासी अनुदेश तथा पुनः सूचीकरण, यदि अपेक्षित हो, जारी करने की पद्धति का भी उपबंध करता है । यह कोड तीन (3) घंटा आधार पर पवन और सौर ऊर्जा के पुनः अनुसूचीकरण के लिए पद्धति और किसी नवीनीय विनियामक प्रभार के माध्यम से परिवर्तनीय उत्पादन के साथ व्यवहार करने के लिए पवन और सौर ऊर्जा सम्पन्न राज्य की क्षतिपूर्ति की पद्धति का भी उपबंध करता है ।

इसके लिए, यूआई प्रभारों के लेखांकन और संबंधित एसएलडीसी तथा आरएलडीसी को सूचना के अंतरण के लिए समुद्धित मीटिंगों और आंकड़ा अर्जन प्रणाली की सुविधा उपलब्ध कराई जाएगी । इस भाग में अंतर्विष्ट उपबंध विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 28 तथा धारा 29 के अधीन आर एल डी सी को प्रदत्त शक्तियों पर प्रतिकूल प्रभाव डाले बिना हैं ।

#### 6.3 विस्तार

यह कोड एनएलडीसी, आर एल डी सी/एस एल डी सी, आई एस जी एस, वितरण अनुज्ञपतिधारियों एस ई वी/एस टी यू, क्षेत्रीय इकाइयों, विद्युत केंद्रों, पवन और सौर उत्पादन केंद्रों तथा राष्ट्रीय और क्षेत्रीय ग्रिड में अन्य संबंधित व्यक्तियों को लागू होगा ।

भाखड़ा व्यास प्रबंधन बोर्ड (बीबीएमबी) के उत्पादन केन्द्रों के लिए अनुसूचीकरण तथा प्रेषण प्रक्रिया उत्तर क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र के परामर्श से बीबीएमबी द्वारा तैयार प्रक्रिया के अनुसार होगी।

इसी प्रकार, सरदार सरोवर परियोजना (एस एस पी) के उत्पादन केन्द्रों के लिए अनुसूचीकरण तथा प्रेषण प्रक्रिया पश्चिम क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र द्वारा नर्मदा नियंत्रण प्राधिकरण (एनसीए) के परामर्श से तैयार प्रक्रिया के अनुसार होगी।

#### 6.4 उत्तरदायित्वों का विभाजन

1. राष्ट्रीय अंतर संयोजित ग्रिड को प्रादेशिक आईएसटीएस, राज्यों, डीबीसी आदि जैसे नियंत्रण क्षेत्रों में विभाजित किया गया है, जहां संबंधित नियंत्रण क्षेत्र का भार प्रेषण केंद्र या प्रणाली प्रचालक, जब कभी ऐसा करना अपेक्षित हो, अन्य नियंत्रण क्षेत्रों के साथ इसकी अंतर विनियम अनुसूची बनाए रखने के लिए इसके उत्पादन और/या भार को नियंत्रित करता है और समकालिक प्रचालन प्रणाली की आवृत्ति विनियमन में योगदान करता है। इसलिए किसी नियंत्रण क्षेत्र का भार प्रेषण केंद्र, नियंत्रण क्षेत्र के भीतर केंद्र के प्रचालन की वास्तविक समय मॉनीटरिंग और यह जांच करने के लिए जिम्मेदार है कि इसकी उपलब्धता घोषणा या किसी अन्य प्रकार से, उपलब्धता घोषणा के पुनरीक्षण और अंतःक्षेपण अनुसूची, स्विचिंग अनुदेशों, भीटरिंग और ऊर्जा लेखांकन नियंत्रण क्षेत्र के भीतर यूआई लेखा जारी करने, यूआई संदायों के संग्रहण और संवितरण, आउटेज योजनाओं आदि में कोई छल (छल, अनुचित वाणिज्यिक अभिलाभ प्राप्त करने के लिए, प्रचलन में वाणिज्यिक तंत्र से संबंधित भापदंड, ज्ञानकृत गलत घोषण है) न हो। निम्नलिखित खंड, नियंत्रण क्षेत्र अधिकारिता के विभाजन के लिए मानदंड देता है।
2. निम्नलिखित उत्पादन केंद्र संबंधित आईएसटीएस नियंत्रण क्षेत्र के अधीन आएंगे और इसीलिए संबंधित आरएलडीसी निम्नलिखित उत्पादन केन्द्रों के अनुसूचीकरण में समन्वयन करेंगे :
  - क) केंद्रीय उत्पादन केंद्र (ऐसे केन्द्रों के सिवाय जहां पूर्ण अंश मेजबान राज्य को आबंटित है),
  - ख) अल्ट्रा-मेगा विद्युत परियोजनाएं
  - ग) अन्य मामलों में, नियंत्रण क्षेत्र निम्नलिखित मानदंड पर विनिश्चय किया जाएगा :
    - (i) यदि कोई उत्पादन केंद्र केवल आईएसटीएस से संयोजित है तो आरएलडीसी, ऐसे केंद्रीय उत्पादन केन्द्रों के सिवाय जहां एक राज्य को पूर्ण अंश आबंटित है, अनुसूचीकरण का समन्वयन करेगा।
    - (ii) यदि कोई उत्पादन केंद्र केवल राज्य पारेषण नेटवर्क से संयोजित हो तो एसएलडीसी उपरोक्त (क) पर दिए गए मामले के सिवाय अनुसूचीकरण का समन्वयन करेगा।

- (iii) यदि कोई उत्पादन केंद्र आईएसटीएस और राज्य नेटवर्क दोनों से संयोजित हो तो किसी नियंत्रण क्षेत्र के प्रणाली प्रचालक द्वारा अनुसूचीकरण और अन्य कृत्यों का निष्पादन केवल एसएलडीसी द्वारा किया जाएगा यदि राज्य के पास विद्युत का 50% से अधिक अंश है। ऐसे मामले में, आरएलडीसी की भूमिका संबंधित राज्यों की शुद्ध निकासी अनुसूचियां अवधारित करते समय इस आईएसजीएस के कारण विद्युत के अंतर्स-राज्य विनियम के लिए अनुसूची के विचारण तक सीमित होगी। यदि राज्य का अंश 50% या कम है तो अनुसूचीकरण और अन्य कृत्यों का निष्पादन आरएलडीसी द्वारा किया जाएगा।
- (iv) संयंत्र की कमीशनिंग चरणों में किए जाने की दशा में, किसी नियंत्रण क्षेत्र के प्रणाली प्रचालक द्वारा अनुसूचीकरण और अन्य कृत्यों के निष्पादन के संबंध में विनिश्चय, समय के उस बिंदु पर किए जा रहे वाणिज्यिक प्रचालन की उत्पादन क्षमता पर निर्भर करते हुए उपरोक्त मानदंड के आधार पर लिया जाएगा। अतः ऐसा हो सकता है कि समय के किसी एक बिंदु पर संयंत्र किसी एक नियंत्रण क्षेत्र (अर्थात् एसएलडीसी) में हो और समय के दूसरे बिंदु पर अन्य नियंत्रण क्षेत्र (अर्थात् आरएलडीसी) में हो। परिवर्तन के बाद अर्थात् अगली बिलिंग अवधि से नियंत्रण क्षेत्र का स्विच ओवर तत्परता से किया जाएगा।
3. उपरोक्त उपबंधों के संबंध में, प्रचालनात्मक औचित्य के कारणों से, सीआरसी के अनुमोदन के अधीन कुछ अपवाद हो सकते हैं। नियंत्रण क्षेत्र अधिकारिता के होते हुए भी, यदि कोई उत्पादन केंद्र आईएसटीएस और एसटीयू दोनों के साथ संयोजित है तो नियंत्रण क्षेत्र का भार प्रेषण केंद्र जिसकी अधिकारिता के अधीन उत्पादन केंद्र आता है, अन्य भार प्रेषण केंद्र के नियंत्रण क्षेत्र में ग्रिड सुरक्षा विवक्षा को ध्यान में रखेगा।
4. मेजबान राज्य से भिन्न किसी अन्य राज्य को विद्युत का प्रदाय करने वाले उत्पादन केंद्रों के लिए जिनके अनुसूचीकरण का समन्वयन आरएलडीसी द्वारा नहीं किया जाता है, संबंधित आरएलडीसी की भूमिका, संबंधित नियंत्रण क्षेत्र की कुल निकाली अनुसूचियां अवधारित करते समय इस उत्पादन केंद्र के कारण विद्युत के अंतर्स-राज्य विनियम के लिए अनुसूची के विचारण में सीमित होगी।
5. प्रादेशिक ग्रिडों का प्रचालन विकेंद्रित अनुसूचीकरण और प्रेषण के साथ विद्युत पूल के रूप में किया जाएगा, जहां राज्यों को प्रचालनात्मक स्वायत्तता प्राप्त होगी और एसएलडीसी निम्नालिखित के प्रति पूर्णतया उत्तरदायी होंगे -
- स्वयं अपने उत्पादन (जिसमें उनके सन्निहित अनुज्ञातिधारी का उत्पादन सम्मिलित है) का अनुसूचीकरण/प्रेषण,
  - अपने नियंत्रण क्षेत्र की मांग का विनियमन,

- (iii) आईएसजीएस (संबंधित संयंत्र की आशयित क्षमता में उनके अंश के भीतर) से उनकी निकासी का अनुसूचीकरण,
  - (iv) संविदाओं के अनुसरण में दीर्घ-कालिक पहुंच मध्य-कालिक और लघु-कालिक खुली पहुंच संव्यवहार सन्निहित उत्पादकों/उपभोक्ताओं के लिए अनुज्ञात करना, और
  - (v) सीईआरसी के संबंधित विनियमों के अनुसरण में प्रादेशिक ग्रिड से अपने नियंत्रण क्षेत्र की शुद्ध निकासी का विनियमन।
6. प्रत्येक क्षेत्रीय इकाई की प्रणाली को वैचारिक नियंत्रण क्षेत्र के रूप में समझा और प्रचालित किया जाएगा। आईएसजीएस से और दीर्घ-कालिक पहुंच मध्य-कालिक और लघु-कालिक खुली पहुंच व्यवस्थाओं के माध्यम से संविदाओं से अनुसूचित निकासी के बीजीय संकलन प्रत्येक क्षेत्रीय इकाई की निकासी अनुसूची को प्रदान करेगा और इसे एक दिन पहले आधार पर अग्रिम में ही अवधारित किया जाएगा। क्षेत्रीय इकाइयां अपना उत्पादन और/या उपभोक्ताओं का भार विनियमित करेंगी जिससे कि उपरोक्त अनुसूची के निकट प्रादेशिक ग्रिड से उनकी वास्तविक निकासी को बनाए रखा जा सके। क्षेत्रीय इकाइयां, यूआई विनियमों में सीईआरसी द्वारा विनिर्दिष्ट सीमा के भीतर निकासी अनुसूची से विचलित हो सकती हैं जब तक वह अनुज्ञेय सीमा से परे विकृत हो जाने के लिए प्रणाली पैरामीटरों के लिए कारण नहीं बनती और/या अस्वीकार्य लाइन लोडिंग को प्रेरित नहीं करती है। तथापि, कुल निकासी अनुसूची से ऐसे विचलनों की अनुनसूचित अंतर विनिमय (यूआई) तंत्र के माध्यम से कीमत लगाई जाएगी।
7. जब कभी प्रणाली की आवृत्ति 49.7 एचजेड से कम हो, एसएलडीसी, एसईबी/ विरतण अनुज्ञाप्तिधारी निकासी अनुसूचियों के भीतर ग्रिड से उनकी कुल निकासी को निर्बाचित करने का हमेशा प्रयास करेंगे। संबंधित एसईबी/वितरण अनुज्ञाप्तिधारी, उपभोक्ता एसएलडीसी, यह सुनिश्चित करेंगे कि खंड 5.4.2 में उल्लिखित स्वचालित मांग प्रबंधन स्कीम यह सुनिश्चित करने के लिए कार्य करे कि जब आवृत्ति 49.5 एचजेड या उससे कम हो तो अधिक निकासी न की जाए। यदि स्वचालित मांग प्रबंधन स्कीम अभी कमीशन नहीं हुई है तो आवृत्ति के 49.5 एचजेड या कम होने पर शून्य अधिक निकासी सुनिश्चित करने के लिए मेनुअल मांग प्रबंधन स्कीम के अनुसार कार्य किया जाना चाहिए।
8. एस एल डी सी/एस टी यू/वितरण अनुज्ञाप्तिधारी अपने अपने राज्यों/क्षेत्रों के लिए अग्रिम में योजना के लिए उनको समर्थ बनाने के लिए अल्पकालिक मांग प्रावक्कलन के बारे में हमेशा ऐसे आवश्यक प्रयोग करेगा कि वे कैसे ग्रिड से अधिक निकासी किए बिना अपने ग्राहक के भार को पूरा करेंगे।
9. आईएसजीएस, अन्य उत्पादन केंद्र और विक्रेता, एस एल डी सी /क्रेताओं/ विद्युत केंद्रों से प्राप्त संविदाओं/अध्यपेक्षाओं के आधार पर आर एल डी सी/ एसएलडीसी द्वारा उनको दी गई दैनिक अनुसूचियों के अनुसार ऊर्जा उत्पादन/ऊर्जा अंतःक्षेपण के लिए साधारणतया जिम्मेदार होंगे।

10. आई एस जी एस से समान्य रूप से वह आशा की जाएगी कि वे उनको दी गई दैनिक सलाह अनुसूचियों के अनुसार ऊर्जा का उत्पादन करें। आई एस जी एस संयंत्र तथा प्रणाली के हालात पर निर्भर करते हुए सीईआरसी के यूआई विनियमों में विनिर्दिष्ट सीमाओं के भीतर दी गई अनुसूचियों से भी विचलन कर सकेगा। विशेषकर वे अभाव की दशा में भी दी गई अनुसूची से परे उत्पादन करने के लिए अनुज्ञात होंगे जब तक कि वह अनुज्ञेय सीमा से परे विकृत हो जाने के लिए प्रणाली पैरामीटरों के लिए कारण नहीं बनता और/या अस्वीकार्य लाइन लोडिंग को प्राप्त नहीं करता हो, पूर्व ऊर्जा संयंत्र उत्पादन अनुसूचियों से विचलन, यदि कोई हो, की कीमत यूआई तंत्र के माध्यम से पर्याप्त रूप से तथ की जाएगी। इसके अलावा, संकुलन का कारण बनने वाले विचलनों की भी सीईआरसी के संकुलन प्रभार विनियमों के अनुसार कीमत लगाई जाएगी।
11. परंतु यह कि जब आवृत्ति 50.2 एच जेड से अधिक है तो वास्तविक कुल अंतःक्षेपण उस समय ब्लॉक के लिए अनुसूचित प्रेषण से अधिक नहीं होगा और जब आवृत्ति 50.2 एच जेड से अधिक है तब आई एस जी एस (अपने विवेक से) बढ़ी हुई आवृत्ति को निर्बंधित करने के लिए आर एल डी सी से सलाह का इंतजार किए बिना आवृत्ति कम कर सकेगा। जब आवृत्ति 49.7 एचजेड से कम होती है तो सभी आई एस पर (व्यस्ततम डब्ल्यूटी करने वालों के सिवाय) उत्पादन को फ़ूस शर्त के अधीन रहते हुए कि ऐसी वृद्धि अनुज्ञेय सीमा से परे विकृत हो जाने के लिए अस्वीकार्य लाइन लोडिंग या प्रणाली पैरामीटरों का कारण न बने उस स्तर पर बढ़ाया जाएगा जिस स्तर तक वह आर एल डी सी से सलाह किए बिना कायम रख सकता है।
12. तथापि, उपरोक्त में किसी बात के होते हुए भी, आर एल डी सी आकस्मिकता अर्थात लाइन/द्रासफार्मर की अधिक लोडिंग, असामान्य वोल्टता प्रणाली सुरक्षा को धमकी की दशा में एस एल डी सी/ आई एस/अन्य क्षेत्रीय इकाइयों को अपनी निकासी/उत्पादन में वृद्धि करने/ कभी करने का निदेश दे सकेगा। ऐसे निदेशों पर शीघ्र ही कार्रवाई की जाएगी। यदि स्थिति पर तुरंत कार्रवाई किए जाने की आवश्यकता नहीं है और आर एल डी सी के पास विश्लेषण करने के लिए कुछ समय है तो वह इस बात की जांच करेगा कि क्या ऐसी स्थिति अनुसूचियों से विचलन के कारण उत्पन्न दृष्टि या अत्यकालिक खुली पहुंच की अनुसरण में किसी ऊर्जा योग्य प्रवाह के कारण उत्पन्न हुई है। केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर्राज्य पारेषण और संबद्ध मामलों में संयोजिता, दीर्घकालिक पहुंच और मध्य-कालिक खुली पहुंच प्रदान करना) विनियम, 2009 के अधीन कोई ऐसी कार्रवाई करने से पूर्व इन्हें प्रहले उसे दूर किया जाएगा जो दीर्घकालिक और मध्यकालिक ग्राहकों को अनुसूचित प्रदाय को प्रभावित करेगी।
13. ऐसे उत्पादन तथा पारेषण प्रणाली के सभी आउटटों के लिए, जिनसे प्रादेशिक ग्रिड पर प्रभाव पड़े सके, सभी क्षेत्रीय इकाइयां एक दूसरे के साथ समन्वयन करेंगी तथा आर एल डी सी (सभी अन्य मामलों में) के माध्यम से अग्रिम में पर्याप्त रूप से पूर्वकल्पित आउटेज के लिए तथा ओ सी सी द्वारा पृथक् रूप से तैयार प्रक्रियाओं के अनुसार प्रचालनात्मक समन्वयन समिति (ओ सी सी) के माध्यम से समन्वयन करेगा। विशेषकर आई एस जी

एस उत्पादन और/या आई एस जी एस अंश के निर्बंधन, जो फायदाग्राही पर लगाए जा सकते हैं और अन्य दीर्घकालिक संव्यवहारों को सीमित करने की योजना बेहतर रीति से पूर्ति करने के लिए सावधानीपूर्वक तैयार की जाएगी।

14. क्षेत्रीय इकाइयां आई एस जी एस परियोजनाओं (भारत सरकार द्वारा आबंटन के आधार पर, जहां लागू हो), अनुसूचित निकासी पैटर्न, टैरिफ, संदाय निर्बंधनों आदि में राज्यों के अंशों की पहचान करने के लिए पृथक संयुक्त/द्विपक्षीय करार करेंगी। ऐसी सभी करार अनुसूची और क्षेत्रीय ऊर्जा लेखांकन में विचार किए जाने के लिए संबंधित आर एल डी सी और आर पी सी संचिवालय में फाइल किए जाएंगे। दीर्घकालिक, मध्यकालिक आधार पर अनुसूचित अंतर विनिमय के लिए क्रेता और विक्रेता के बीच द्विपक्षीय कोई भी करार अंतर विनिमय अनुसूची को भी विनिर्दिष्ट करेगा जिसे सम्यक्तः सीटीयू के पास फाइल किया जाएगा और सीटीयू इन करारों के संबंध में केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्य प्रेषण और सम्बद्ध मामलों में संयोजिता, दीर्घकालिक पहुंच और मध्यकालिक खुली पहुंच प्रदान करना) विनियम, 2009 के अनुसार यथास्थिति, आरएलडीसी और एसएलडीसी को सूचित करेगा।
15. सभी क्षेत्रीय इकाइयों को अनुसूचियों से अर्थात् अनुसूचित अंतर विनिमय से फ्रिक्वेंसी लिंकड भार-प्रेषण और विचलन की कीमत की संकल्पना का चालन करना चाहिए। सभी क्षेत्रीय इकाइयां जब तक आर एल डी सी/एस एल डी सी द्वारा अन्यथा सलाह न दी जाए, एक संभव सीमा तक आर एल डी सी द्वारा जारी किए गए स्थायी फ्रिक्वेंसी लिंकड भार प्रेषण मार्ग दर्शन सिद्धांतों के अनुसार सामान्य रूप से प्रचालित की जानी चाहिए।
16. आईएसजीएस, अगले दिन अर्थात् 0000 बजे से 2400 बजे तक के लिए पहले से ज्ञात पूर्व विद्युत संयंत्र एमडब्ल्यू और एमडब्ल्यूएच क्षमताओं की अग्रिम घोषणा करेगा। ईंधन की कमी की स्थिति के दौरान, उष्णीय केंद्रों की दशा में, वे न्यूनतम एमडब्ल्यू अधिकतम एमडब्ल्यू एमडब्ल्यूएच क्षमता और ईंधन की कमी की घोषणा विनिर्दिष्ट कर सकेंगे। उत्पादन केंद्र किसी ब्लॉक में संभावित रेमिंग अप/रेमिंग डाउन की घोषणा भी करेंगे। गैस टर्बाइन उत्पादन केंद्र या संयुक्त साइकल उत्पादन केंद्र की दशा में, उत्पादन केंद्र यूनिटों के लिए क्षमता और एपीएम गैस पर माड्यूल, आरएलएनजी और तरल ईंधन की पृथक घोषणा करेंगे और इन्हें अलग से अनुसूचित किया जाएगा।
17. आईएसजीएस ने आफ द रीवर (तीन धंटे के पॉन्डेज तक के साथ) हाइड्रो केंद्रों के मामले के सिवाय, क्षमता की घोषणा करते या पुनरीक्षण करते समय यह सुनिश्चित करेगा कि घोषित क्षमता पीक धंटों के दौरान अन्य धंटों के दौरान से कम न हो। तथापि, यूनिटों के प्रबलित आउटेज के कारण इकाइयों की ट्रिपिंग/पुनः समक्रमण के मामले में इस नियम का अपवाद अनुज्ञात किया जा सकता है।
18. आई एस जी एस के लिए यह आवश्यक होगा कि वह निष्ठापूर्वक संयंत्र क्षमताओं, अर्थात् उनके बेहतर निर्धारण के अनुसार को घोषित करे। यदि यह आशंका है कि वे अपनी घोषित क्षमता के आधार पर दी गई अनुसूचियों से विचलित करने के लिए अनुध्यात संयंत्र क्षमता को जानबूझकर अधिक/कम घोषित करते हैं (और इस प्रकार वे असम्यक् क्षमता

- प्रभार या अनुसूची से विचलन के लिए भार के रूप में घन कमाते हैं) तो आर एल डी सी आई एस से आवश्यक बैकअप आकड़ों की स्थिति के बारे में स्पष्टीकरण मांग सकेगा।
19. उस क्षेत्र के प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्र जिसमें आईएसजीएस अवस्थित है, द्वारा जब कभी मांग की जाए, आईएसजीएस से यह अपेक्षित होगा कि वह अपने उत्पादन केंद्र की घोषित क्षमता का प्रदर्शन करे। घोषित क्षमता का प्रदर्शन करने में यदि आईएसजीएस असफल रहता है तो उत्पादक को शोध्य क्षमता प्रभार शास्ति के तौर पर घटा दिए जाएंगे।
  20. किसी एक दिन में किसी अंतराल/ब्लॉक के लिए पहली गलत घोषणा के लिए शास्ति की मात्रा दो दिन के नियत प्रभारों के तत्प्रमाणी प्रभार होंगे। दूसरी गलत घोषणा के लिए शास्ति चार दिन के नियत प्रभारों के समतुल्य होगी और पश्चातवर्ती गलत घोषणाओं के लिए शास्ति किसी मास की अवधि के ऊपर ज्ञामितीय गुणोत्तर में गुणा की जाएगी।
  21. सी टी यू वास्तविक कुल एम डब्ल्यू एवं अंतरविनियम और एम डब्ल्यू ए निकासी को अभिलिखित करने के लिए क्षेत्रीय इकाइयों या अन्य पहचाने गए स्थानों के बीच सभी अंतर संयोजनों पर विशेष ऊर्जा भीटर लगाएगा। विशेष ऊर्जा भीटरों का संस्थापन, प्रचालन और रख-खाल केंद्रीय विद्युत विनियामक प्राधिकरण (भीटरों का संस्थापन और प्रचालन) विनियम, 2006 के अनुसार किया जाएगा। सभी संबंधित इकाइयां (जिनके परिसर में विशेष ऊर्जा भीटर लगाए गए हैं) सांस्थाहिक भीटर रीडिंग लेंगी और मंगलवार दोपहर तक आरएलडीसी को भेजेंगी। एसएलडीसी यह सुनिश्चित करेगा कि उनके नियंत्रण क्षेत्र के भीतर सभी संस्थापनों के भीटर आंकड़े उपरोक्त समय-सूची के अनुसार आरएलडीसी को भेजे जाएं।
  22. आर एल डी सी उपरोक्त भीटर रीडिंग के आधार पर 15 मिनट-वार संबंधित क्षेत्रीय इकाइयों के वास्तविक कुल अंतर्क्षेपण/निकासी की संगणना के लिए जिम्मेदार होगा। भीटरों के प्रसंस्कृत आंकड़ों के साथ उपरोक्त आंकड़े आरएलडीसी द्वारा आरपीसी सचिवालय को पूर्व रविवार मध्य रात्रि को समाप्त होने वाली सात दिनों की अवधि के लिए प्रत्येक वृहस्पतिवार दोपहर तक सांस्थाहिक आधार पर भेजे जाएंगे जिससे पश्चातवर्ती समय-समय पर यथा संशोधित सीईआरसी (अननुसूचित अंतर विनियम प्रभार और संबद्ध मामले) विनियम, 2010 के अनुसार अननुसूचित अंतर विनियम (यूआई) लेखा तैयार और जारी करने में समर्थ हो सके। आर एल डी सी के द्वारा की गई सभी संगणनाएं जांच और सत्यापन के लिए सभी क्षेत्रीय इकाइयों हेतु 15 दिनों की अवधि के लिए खुली रहेगी। यदि किसी गलती/लोप का प्रता चलता है तो आर एल डी सी तत्काल पूरी जांच करेगा और त्रुटियों को दूर करेगा।
  23. उत्पादन केंद्रों की प्रचालन लॉग बुक्स, प्रादेशिक विद्युत समिति द्वारा पुनर्विलोकन के लिए उपलब्ध कराई जाएंगी। इन बहियों में मशीन के प्रचालन और रख-खाल का अभिलेख होगा।

24. हाइड्रो उत्पादन केंद्रों से यह अपेक्षित है कि वे ग्रिड आवृत्ति परिवर्तनों और अंतर्वाह अस्थिरता के प्रति अपने विचार दें। हाइड्रो उत्पादन केंद्र छल में लिप्त हुए और ग्रिड दबाव का कारण बने बिना, दी गई अनुसूची से विचलित होने के लिए स्वतंत्र होंगे और दिन भर में हाइड्रो उत्पादन केंद्र द्वारा प्रदाय की गई वास्तविक कुल ऊर्जा और अनुसूचित ऊर्जा (एक्स बस) के बीच अंतर के लिए क्षतिपूर्ति संबंधित प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्र द्वारा चौथे दिन (दिन+3) के लिए अनुसूची के एक दिन पहले की जाएगी। यदि प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्र को छल का पता लग जाता है तो ऐसे अतिरिक्त उत्पादन के लिए उत्पादन केंद्र को संदेय तत्समानी अनुसूचित अंतर विनियम प्रभार घटकर शून्य हो जाएंगे और इस रकम का समायोजन, उत्पादन केंद्र में उनके क्षमता अंश के अनुपात में फायदाग्राही के यूआई पूल लेखा में कर दिया जाएगा।
25. आर एल डी सी जांच के लिए जारी किए जाने वाले प्रेषण तथा कुल निकासी अनुसूचियों से वास्तविक रूप से विचलन का आवधिक रूप से पुनर्विलोकन करेगा चाहे कोई भी क्षेत्रीय इकाई अनुचित कार्य या दुरभिसंन्धि संगलिप्त होती है। यदि ऐसे किसी कार्य का पता चलता है तो भासले को और अन्वेषण/कार्रवाई के लिए सदस्य सचिव, आर पी सी को रिपोर्ट किया जाएगा।
26. एनएलडीसी, केंद्रीय आयोग द्वारा प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्रों के समन्वयन से विनिर्दिष्ट ग्रिड संहिता के अनुसार अंतस-प्रादेशिक लिंक में विद्युत के अनुसूचीकरण और प्रेषण के लिए उत्तरदायी होगा। एनएलडीसी, विद्युत के अंतस-प्रदेश विनियम के ऊर्जा लेखांकन के लिए प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्रों के साथ समन्वयन हेतु उत्तरदायी होगा। एनएलडीसी विद्युत के राष्ट्र पास-विनियम के लिए भी उत्तरदायी होगा।
27. एनएलडीसी विद्युत केंद्रों के माध्यम से सामूहिक संव्यवहार के अनुसूचीकरण, एचवीडीसी युक्त जिम्मेदारी सहित अंतस-प्रादेशिक विद्युत केंद्रों के अनुसूचीकरण और देश के विद्युत केंद्रों के अन्य देशों के साथ अनुसूचीकरण के लिए एक प्रक्रिया विकसित करेगा।
- 6.5 दीर्घकालिक पहुंच, मध्यकालिक और लघुकालिक खुली पहुंच के लिए अनुसूचीकरण तथा प्रेषण प्रक्रिया (समय-समय पर संशोधित खुली पहुंच विनियम, 2008 के उपबंधों के साथ पढ़ा जाए। मध्यकालिक खुली पहुंच संव्यवहारों के लिए अनुसूचीकरण प्रक्रिया, दीर्घकालिक पहुंच संव्यवहारों के लिए अनुसूचीकरण प्रक्रिया के समान होगी और जैसाकि नीचे दी गई, सिवाए वहां, जहां संयुक्त संव्यवहारों के लिए इसका विनिर्दिष्ट रूप से उल्लेख किया गया हो) :
1. सभी अंतस-राज्यिक उत्पादन केंद्रों (आई एस जी एस) को सम्यक् रूप से आरएलडीसी और एसएलडीसी की अपनी-अपनी वेब साइटों पर सूचीबद्ध किया जाएगा। केन्द्र क्षमता तथा विभिन्न फायदाग्रहियों के आंबंटि/संविदागत शेयर भी सूचीबद्ध किए जाएंगे।
  2. प्रत्येक राज्य ऐसे सभी केन्द्रों के लिए (दिन के लिए अनुमानित एक्स ऊर्जा संयंत्र एम डब्ल्यू क्षमता)  $x$  (केन्द्र की क्षमता में राज्यों के अंश) तक मेगावाट प्रेषण के लिए हकदार होंगे।

हाइड्रो विद्युत केन्द्रों की दशा में, (ट्रिप के लिए एम डब्ल्यू एच उत्पादन क्षमता) x (केन्द्रों की क्षमता में राज्यों का अंश) के बराबर दैनिक एम डब्ल्यू एच प्रेषण तक भी सीमित होंगे।

3. प्रत्येक दिन के 8 बजे तक, आई एस जी एस अगले दिन अर्थात् आगामी दिन के 0000 बजे से 2400 बजे तक के लिए संबंधित आर एल डी सी को स्टेशन-वार एक्स ऊर्जा संयंत्र मेगावाट और अनुमानित एम डब्ल्यू एच क्षमता की सलाह देंगे।
4. आई एस जी एस की अनुमानित क्षमताओं की उपरोक्त जानकारी और प्रत्येक राज्य के तत्स्थानी एम डब्ल्यू और एम डब्ल्यू एच हक्कदारी का अगले दिन के लिए प्रत्येक दिन आर एल डी सी द्वारा अनुपालन किया जाएगा तथा 1 बजे सभी फायदाग्राहियों को इसके संबंध में सलाह दी जाएगी। एस एल डी सी इसका अपने अनुमानित भार पैटर्न और अपनी स्वयं की उत्पादन क्षमता जिसमें द्विपक्षीय आदान प्रदान भी सम्मिलित है, का पुनर्विलोकन करेंगे तथा आर एल डी सी को प्रत्येक के आई एस जी एस के लिए उनकी निकासी अनुसूची के बारे में 3 बजे सायं तक सलाह देगा जिसमें उनके अंश, दीर्घकालिक और मध्यकालिक द्विपक्षीय अंतर्स्विनिमय, अनुमोदित लघुकालिक द्विपक्षीय अंतर्स्विनिमय हैं।
5. संयुक्त संव्यवहारों का अनुसूचीकरण।

क. एनएलडीसी विद्युत केंद्र (द्रो) को ऐसे अंतरापृष्ठों/नियंत्रण क्षेत्रों/प्रादेशिक पारेषण प्रणालियों की एक सूची, जिसपर विद्युत केंद्र (द्रो) द्वारा एनएलडीसी को असीमित प्रवाहों के संबंध में सलाह दिया जाना अपेक्षित है। एनएलडीसी द्वारा यथा संसूचित विभिन्न अंतरापृष्ठों/नियंत्रण क्षेत्रों/प्रादेशिक पारेषण प्रणालियों पर विद्युत केंद्र अंतर विनिमय प्रस्तुत करेंगे। विद्युत केंद्र, प्रत्येक क्षेत्र में कुल निकासी और अंतःक्षेत्र की सूचना भी प्रस्तुत करेंगे। विद्युत केंद्रों द्वारा प्रस्तुत जानकारी के आधार पर एनएलडीसी संकुलन की जांच करेगा। संकुलन की दशा में, एनएलडीसी केंद्रों को संकुलन की अवधि और संबंधित विद्युत केंद्र के माध्यम से संयुक्त संव्यवहार अनुसूचित किए जाने के लिए संकुलन की अवधि के दौरान संबंधित अंतरापृष्ठों/नियंत्रण क्षेत्रों/पारेषण प्रणालियों पर संयुक्त संव्यवहार के अनुसूचीकरण के लिए उपलब्ध सीमा के संबंध में सूचित करेगा। संबंधित विद्युत केंद्र के लिए संयुक्त संव्यवहार के अनुसूचीकरण हेतु सीमा सीईआरसी निदेशों के अनुसार निकाली जाएगी। विद्युत केंद्र (द्रो) द्वारा प्रस्तुत संयुक्त संव्यवहार के अनुसूचीकरण हेतु आवेदन के आधार पर एनएलडीसी अंतिम जांच और अपनी-अपनी अनुसूचियों में शामिल करने के लिए विभिन्न आरएलडीसी को व्यौरे (संयुक्त संव्यवहार के अनुसूचीकरण का अनुरोध) भेजेगा। आरएलडीसी से पुष्टिकरण प्राप्त करने के बाद, एनएलडीसी संयुक्त संव्यवहार के अनुसूचीकरण की स्वीकृति विद्युत केंद्र (द्रो) को भेजेगा। आरएलडीसी, क्षेत्रीय इकाइयों की अपनी-अपनी परिधि में संयुक्त संव्यवहार अनुसूचित करेगा।

ख. राज्य उपयोगिताओं/अंतर-राज्य इकाइयों के लिए व्यष्टिक संव्यवहार संबंधित एसएलडीसी द्वारा अनुसूचित होंगे। विद्युत केंद्र एनएलडीसी से स्वीकृति प्राप्त करने के पश्चात संबंधित एसएलडीसी को राज्य के भीतर अंतःक्षेपण के प्रत्येक बिंदु और निकासी के

प्रत्येक बिंदु का विस्तृत व्यौरा भेजेगा। विद्युत केंद्र संव्यवहार अनुसूचित करने के लिए एसएलडीसी के साथ आवश्यक समन्वयन सुनिश्चित करेंगे।

- ग. उपरोक्त गतिविधियों के लिए समय-सीमा, समय-समय पर संशोधित सीईआरसी (अंतर्राज्य पारेषण में खुली पहुंच) विनियम, 2008 के अनुसरण में जारी संयुक्त संव्यवहार के अनुसूचीकरण के लिए विस्तृत प्रक्रिया के अनुसार होगी।
6. एस एल डी सी आर एल जी सी के ऐसे स्थायी आदेश भी दे सकेंगे कि आर एल डी सी राज्यों के लिए निकासी अनुसूची के लिए स्वयं विनिश्चय कर सकेगी।
  7. प्रत्येक दिन के 6 बजे तक, आर एल डी सी, —
    - (i) अगले दिन के लिए विभिन्न समय-ब्लॉकों हेतु मेगावाट में प्रत्येक आई एस जी एस को एक्स ऊर्जा संयंत्र प्रेषण अनुसूची के बारे में बतलाएगा। सभी फायदाप्राहियों द्वारा दी गई एक्स ऊर्जा संयंत्र निकासी अनुसूची की अंतिम सलाह एक्स ऊर्जा संयंत्र ऊर्जा केन्द्र वार प्रेषण अनुसूची को बताएगी।
    - (ii) अगले दिन के लिए विभिन्न समय-ब्लॉकों के लिए प्रत्येक क्षेत्रीय इकाई के लिए “कुल निकासी अनुसूची” को बताएगा। पारेषण हानियों में कटौती करने के पश्चात् (अनुमानित) सभी आई एस जी एस के लिए स्टेशन वार एक्स-ऊर्जा संयंत्र निकासी अनुसूची तथा अन्य दीर्घकालिक पहुंच, मध्यकालिक और लघुकालिक खुली पहुंच संव्यवहारों के परिणामस्वरूप क्षेत्रीय ग्रिड में से निकासी में अंतःक्षेपण के बारे में बताएंगे।
  8. एस एल डी सी/आई एस जी एस निकासी अनुसूची/अनुमानित क्षमताओं में किए जाने वाले किन्हीं उपांतरणों/ परिवर्तनों के बारे में आर एल डी सी को 10 बजे सायं तक या अधिमानतः पहले सूचित करेंगे।
  9. हाइड्रो उत्पादन केंद्रों से यह अपेक्षित है कि वे ग्रिड आवृत्ति परिवर्तनों और अंतर्वाह अस्थिरता के प्रति अपने विचार दें। अतः, जब तक वे किसी छल में लिप्त नहीं होते और ग्रिड दबाव का कारण नहीं बनते, दी गई अनुसूची से विचलित होने के लिए स्वतंत्र हैं। परिणामस्वरूप, दिन भर में हाइड्रो उत्पादन केंद्र द्वारा प्रदाय की गई वास्तविक कुल ऊर्जा और अनुसूचित ऊर्जा (एक्स बस) के बीच अंतर हो सकता है। अतः इसके लिए क्षतिपूर्ति संबंधित प्रावेशिक भार प्रेषण केंद्र द्वारा चौथे दिन (दिन+3) के लिए अनुसूची के एक दिन पहले की जाएगी।
  10. हाइड्रो आईएसजीएस द्वारा उत्पादन क्षमता की घोषणा में, विनिर्दिष्ट समयावधियों के दौरान उत्पादन पर सिंचाई के कारण जल प्रयोग पर निर्बंधन, पेय जल, औद्योगिक, पर्यावरणीय आधारों आदि के परिणामस्वरूप सीमाएं भी, यदि कोई हों, शामिल की जानी चाहिए। संबंधित भार प्रेषण केंद्र आवधिक रूप से यह जांच करेगा कि उत्पादन केंद्र गंभीरता से

क्षमता और ऊर्जा की घोषणा कर रहा है सथा वह यूआई के माध्यम से अनुचित धन बनाने के आशय से घोषणा में छल नहीं कर रहा है।

11. चूंकि रन आफ रीवर विद्युत केंद्रों में उत्पादन के फेरफार से स्पिलेज हो सकती है, इसलिए इन्हें मस्ट रन केंद्र भाना जाना चाहिए। बायोमास विद्युत केंद्रों और नॉन फोस्सिल ईधन आधारित संयुक्त उत्पादन संयंत्रों के सिवाय जिनका टैरिफ सीईआरसी द्वारा अवधारित किया जाता है, सभी नवीनीय ऊर्जा विद्युत संयंत्र “मस्ट रन” विद्युत संयंत्र भाने जाने चाहिए और उन्हें “योग्यता व्यवस्था प्रेषण” सिद्धांतों के अध्यधीन नहीं होना चाहिए।
12. प्रणाली पीक मांग पूरा करने के लिए, पॉडेज वाले रन आफ रीवर विद्युत केंद्र और भंडारण प्रकार के विद्युत केंद्र पीक घंटों में प्रचालन के लिए डिजाइन किए जाते हैं। केंद्र की किसी दिन के लिए घोषित अधिकतम क्षमता, संस्थापित क्षमता के बराबर होगी जिसमें अतिभार क्षमता, यदि कोई हो, ऋण आनुषंगिक खंडत, जलाशय स्तर के लिए संशोधित, शामिल है। प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्र यह सुनिश्चित करेंगे कि ऐसे प्रकार के केंद्रों की उत्पादन अनुसूचियाँ तैयार की जाएं और केंद्र विनिर्दिष्ट प्रणाली अपेक्षाओं/दबाव की दशा के सिवाय उपलब्ध हाइड्रो ऊर्जा के अनुकूलतम उपयोग के लिए प्रेषण करें।
13. हाइड्रो उत्पादन केंद्र के लिए संबंधित भार प्रेषण केंद्र द्वारा अंतिम रूप दी गई अनुसूची सामान्यतया ऐसी होनी चाहिए कि किसी दिन के लिए अनुसूचित ऊर्जा, उस दिन पर उपलब्ध होने के लिए आशयित कुल ऊर्जा (एक्स बस) के बराबर हो जैसाकि अनुमानित/योजनाकृत जल उपलब्धता/छोड़ जाने पर आधारित उत्पादन केंद्र द्वारा घोषित की गई थी। यह भी आशा की जाती है कि उस दिन उत्पादन केंद्र द्वारा वास्तविक रूप से प्रदाय की गई कुल शुद्ध ऊर्जा, घोषित कुल ऊर्जा के बराबर होगी जिससे कि जल छोड़ जाने की अपेक्षा पूरी हो जाए। जबकि अनुसूची से 15 मिनट-वार विचलन की संगणना अनुसूचित अंतर विनियम (यूआई) के रूप में की जाएगी, पूर्ण दिन के लिए कुल ऊर्जा विचलन, यदि कोई हो, की संगणना अतिरिक्त रूप में की जाएगी जैसाकि दृष्टांत में दिखाया गया है।

### दृष्टांत

माना कि दिन-1 के लिए अनुमानित/आशयित कुल ऊर्जा (एक्स बस) E1 है, अनुसूचित ऊर्जा S1, वास्तविक कुल ऊर्जा (मीटरीकृत) A1 है - सभी एक्स बस एमडब्ल्यूएच में। माना कि दिन-4 के लिए आशयित ऊर्जा उपलब्धता, जैसाकि उत्पादक द्वारा घोषित की गई, E4 है। तब, दिन 4 के लिए अनुसूची ऐसे बनाई जाएगी कि दिन 4 के लिए अनुसूचित ऊर्जा निम्नानुसार होगी :

S4=E4+[A1-(E1-)], इसी प्रकार से

S5=E5+[A2-(E2-)]

S6=E6+[A3-(E3-)], S7=E7+[A4-(E4-)] और ऐसे ही जारी।

14. आईएसजीएस के लिए उपरोक्त दैनिक प्रेषण अनुसूचियों को अंतिम रूप देते समय, आरएलडीसी को यह सुनिश्चित करना चाहिए कि वे प्रचालनात्मक रूप से युक्तियुक्त हों, विशेष रूप से रेम्पिंग अप/रेम्पिंग डाउन दरों और न्यूनतम तथा अधिकतम उत्पादन स्तरों के मध्य अनुपात के संबंध में। 20 एमडब्ल्यू प्रति घंटा की रेम्पिंग दर सामान्यतया किसी आईएसजीएस और क्षेत्रीय इकाई (एनईआर में 50 एमडब्ल्यू) के लिए स्वीकार्य होनी चाहिए सिकाय हाइड्रो-विद्युत उत्पादन केंद्रों के जो अधिक तेज दर पर रेम्प अप/रेम्प डाउन के लिए समर्थ हैं।
15. उपरोक्त निकासी तथा प्रेषण अनुसूचियों को अंतिम रूप देते समय, आर एल डी सी यह भी जांच करेगा कि ऊर्जा प्रवाह के परिणामस्वरूप किसी पारेषण अवरोधों में वृद्धि नहीं होती है। यदि किसी अवरोध का पता चलता है तो आर एल डी सी संबंधित क्षेत्रीय इकाइयों को सूचना देते हुए अपेक्षित सीमा तक अनुसूचियों को संतुलित करेगा। ऊर्जा की अनुसूचित मात्रा में किसी भी परिवर्तन को, जो बहुत तेजी से होता है या अस्वीकार्य वृहद उपायों में सम्मिलित होता है, आर एल डी सी उपयुक्त रैम्प में संपरिवर्तित कर सकेगा।
16. केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता या किसी अन्य पारेषण अनुज्ञापिधारी, जो उत्पादन में आवश्यक कमी करने के लिए अंतर्राजिक पारेषण (आर एल डी सी द्वारा यथा प्रमाणित) में अंतर्वलित हों, के स्वामित्वाधीन किसी पारेषण प्रणाली, सहबद्ध स्विचयार्ड और उपकेन्द्रों में किसी अवरोध, आउटेज, असफलता तथा परिसीमा के कारण ऊर्जा के निकास में अवरोध की दशा में, आर एल डी सी अनुसूचियों को पुनरीक्षित करेगा जो ऐसे समय ब्लाक, जिसमें ऊर्जा के निकास में अवरोध पहली बार उत्पन्न हुए हों, की गणना करते हुए चौथे समय ब्लाक से प्रभावी हो जाएंगे। और, ऐसी घटना के पहले, दूसरे तथा तीसरे समय ब्लाक के दौरान आई एस जी एस का अनुसूचित उत्पादन वास्तविक उत्पादन के बराबर किए जाने के लिए पुनरीक्षित किया गया समझा जाएगा और फायदाग्राहियों की अनुसूचित निकासी को तदनुसार पुनरीक्षित किया गया समझा जाएगा।
17. किसी ग्रिड बाधा की दैशा में सभी आई एस जी एस का अनुसूचित उत्पादन तथा सभी फायदाग्राहियों की अनुसूचित निकासी, ग्रिड बाधाओं द्वारा प्रभावित सभी समय ब्लाकों के लिए उनके वास्तविक उत्पादन/निकासी के बराबर पुनरीक्षित किए गए समझे जाएंगे। ग्रिड बाधा तथा उसकी अवधि का प्रमाणन आर एल डी सी द्वारा किया गया समझा जाएगा।
18. क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार सहित द्विमानीय टैरिफ (हाइड्रो केंद्रों के अलावा) वाले आई एस जी एस द्वारा घोषित क्षमता का पुनरीक्षण तथा दिन की शेष अवधि के लिए फायदाग्राहियों द्वारा अध्यपेक्षा की अग्रिम सूचना के साथ अनुज्ञात किया जाएगा। ऐसे मामालों में पुनरीक्षित अनुसूचियाँ/घोषित क्षमताएँ उस समय ब्लाक, जिसमें आर एल डी सी में एक बार पुनरीक्षण करने के लिए अनुरोध प्राप्त हुआ, को गणना में लेते हुए, छठे समय ब्लाक से प्रभावी हो जाएंगी। परंतु यह कि आरएलडीसी, एन आफ द रीवर (आरओआर) और पॉडेज आधिकारित हाइड्रो उत्पादन केंद्रों के मामलों में 000,0600, 1200 और 1800 बजे से प्रभावी 6 घंटे के अंतरालों पर डीसी के +/-10% की सीमा तक पुनरीक्षण अनुज्ञात कर सकता है

यदि पूर्व घोषणा के मुकाबले में उस दिन के लिए आशयित ऊर्जा (एमडब्ल्यूएच) की बड़ी फेरफार है।

19. विनियम 6.5 (18) में अंतर्विष्ट किसी बात के होते हुए भी लघु अवधि द्विपक्षीय संव्यवहार के लिए किसी यूनिट के प्रबलित आउटटेज के मामले में, जहां 100 मेगावाट या उपरोक्त क्षमता का कोई उत्पादक विक्रेता है, उत्पादक अनुसूची के पुनरीक्षण के लिए अध्ययेक्षा और यूनिट के पुनःस्थापन के लिए प्राक्कलित समय के साथ उसकी सूचना तुरंत, यथास्थिति एसएलडीसी/आरएलडीसी को देगा। विद्यमान संविदाओं को प्रभावित न करने के उद्देश्य से, अनुसूची का पुनरीक्षण, 31.07.2010 तक क्रेता की सहमति से होगा। तत्पश्चात क्रेता की सहमति अनुसूची के ऐसे पुनरीक्षण के लिए पूर्व अपेक्षा नहीं होगी। उत्पादक और क्रेता की अनुसूची तदनुसार पुनरीक्षित हो जाएगी। समय ब्लॉक, जिसमें प्रबलित आउटटेज पहली बार घोषित हुआ है, की गणना करते हुए चौथे समय ब्लॉक से प्रभावी हो जाएंगे। आरएलडीसी पुनरीक्षित अनुसूची की सूचना विक्रेता और क्रेता को देगा। मूल अनुसूची, यूनिट के पुनःस्थापन के प्राक्कलित समय से प्रभावी होगी। तथापि, पारेषण प्रभाव भूल अनुसूची के अनुसार दो दिनों के लिए संदर्भ किए जाते रहेंगे।
  20. यदि किसी समय बिंदु पर आर एल डी सी समझते हैं कि बेहतर प्रणाली आपरेशन के हित में अनुसूचियों का पुनरीक्षण किए जाने की आवश्यकता है तो वह स्वयं ऐसा कर सकेगा और ऐसे मामलों में, पुनरीक्षित अनुसूचियां उस समय ब्लॉक, जिसमें आर एल डी सी द्वारा एक बार अनुसूची को पुनरीक्षित किया गया है, को गणना में लेते हुए चौथे समय ब्लॉक से प्रभावी हो जाएंगी।
  21. तुच्छ पुनरीक्षण को हतोत्साहित करने के लिए आर एल डी सी अपने एकमात्र विलेख से पूर्व अनुसूची/क्षमता के दो प्रतिशत से अन्यून अनुसूची/क्षमताएं प्रभारों को स्वीकार करने से इंकार कर सकेगा। घोषित क्षमता की सूचना आरएलडीसी को देते समय, ईंधन की कमी उपदर्शित करने वाले उष्णीण उत्पादन केंद्रों की अनुसूची पुनरीक्षित नहीं होगी सिवाय उत्पादन यूनिट के प्रबलित आउटटेज के मामले में:
- परंतु यह कि गैस के अनुकूलतम उपयोग के लिए गैस आधारित आईएसजीएस के मामले में इसे अनुज्ञात किया जाएगा अर्थात् किसी यूनिट की ट्रिपिंग की दिशा में इस गैस को, वैसी ही गैस का उपयोग करने वाली अन्य यूनिट की दिशा में मोड़ दिया जाएगा।
22. प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्र, बड़े और छोटे दोनों ही स्तरों पर (दैनिक अनुसूचीकरण) आकस्मिकताओं को पूरा करने के लिए प्रक्रिया तैयार करेगा।
  23. पवन और सौर उत्पादन के अनुसूचीकरण के लिए विशेष छूट

- (i) 1.1.2011 से पवन विद्युत उत्पादन संयंत्रों का अनुसूचीकरण यूआई के प्रयोजन के लिए करना होगा जहां पारेषण या वितरण प्रणाली के संयोजन बिंदु पर संयोजित ऐसे संयंत्रों की उत्पादन क्षमता का योग 10 मेगावाट और अधिक है तथा संयोजन बिंदु 33

केवी और अधिक है और जहां पीपीए अभी हस्ताक्षरित नहीं हुआ है। इसके नीचे क्षमता और बोल्ट्टा स्तर के लिए और पुराने पवन फार्मों के लिए भी (पवन फार्म, पवन टबाइन उत्पादकों का संग्रहण है जो एक सामान्य बिंदु से जुड़े होते हैं) इसे पवन उत्पादक तथा, यथास्थिति, पारेषण या वितरण उपयोगिता के मध्य आपस में विनिश्चित किया जा सकता है, यदि इसके विपरीत कोई विद्यमान संविदात्मक करार न हो। पवन विद्युत उत्पादन केंद्रों द्वारा अनुसूची का पुनरीक्षण एसएलडीसी/आरएलडीसी को अग्रिम सूचना देकर किया जा सकता है। पवन विद्युत उत्पादन केंद्रों द्वारा ऐसा पुनरीक्षण छठे समय ब्लॉक से प्रभावी होगा, क्योंकि पहला समय ब्लॉक वह है जिसमें सूचना दी गई थी। दिन के दौरान 00:00 बजे से प्रारंभ होकर प्रत्येक तीन घंटे के समय स्लॉट के लिए अधिकतम 8 पुनरीक्षण हो सकते हैं।

- (ii) सौर उत्पादन की सूची, उत्पादक की उपलब्धता, मौसम पूर्वानुमान, सौर वियोजन, ऋतु और सामान्य सौर उत्पादन वक्र पर आधारित उत्पादक द्वारा दी जाएगी और इसकी विधीक्षा ऐसे आरएलडीसी द्वारा की जाएगी जिसमें उत्पादक अवस्थित है और अंतर-राज्य अनुसूची में निर्गमित है ..... यदि आरएलडीसी की यह राय हो कि अनुसूची में यथार्थता नहीं है तो वह सौर उत्पादक से अनुसूची के उपांतरण के लिए कह सकेगा।
- (iii) ग्रिड सुरक्षा को ध्यान में रखते हुए संबंधित आरएलडीसी और एसएलडीसी नवीनीय ऊर्जा स्रोतों अर्थात् पवन और सौर की किस्म पर आधारित नवीनीय विद्युत उत्पाद केंद्रों से प्राप्त अनुसूची के अभिलेख रखेंगे। किसी क्षेत्र में उत्पादन केंद्रों का अनुसूचीकरण करते समय प्रणाली प्रचालक का उद्देश्य उपलब्ध पवन और सौर ऊर्जा को पूर्ण रूप से उपयोग में लाना होगा।
- 24. प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्र द्वारा जारी/पुनरीक्षित उत्पादन अनुसूचियां और निकासी अनुसूचियां, संचार सफलता के होते हुए भी अभिहित समय ब्लॉक से प्रभावी होंगी।
- 25. कार्योक्तर समझे गए पुनरीक्षण सहित अनुसूचित उत्पादन के किसी पुनरीक्षण के लिए, फायदाग्राहियों की अनुसूचित निकासी का तत्समानी पुनरीक्षण होगा।
- 26. समय कारक को सम्यक्तः हिसाब में लेने पर अनुसूचियों में परिवर्तनों के संबंध में संसूचना अभिलिखित करने के लिए केंद्रीय पारेषण उपयोगिता द्वारा एक प्रक्रिया विकसित की जाएगी।
- 27. जब पारेषण अवरोधों के कारण अर्थात् संकुलन या ग्रिड सुरक्षा के हित में किसी पारेषण गलियारे में विद्युत प्रवाह में कटौती करना आवश्यक हो जाए तो प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्र द्वारा पहले से अनुसूचित संव्यवहारों में कटौती की जा सकेगी।
- 28. किसी विशेष प्रवर्ग के ग्राहकों में से पहले अल्पकालिक ग्राहक को हटाया जाएगा, उसके बाद मध्यकालिक ग्राहकों को और उसके बाद दीर्घकालिक ग्राहकों को हटाया जाएगा। यह कमी समानुपातिक आधार पर की जाएगी।

29. प्रचालन दिन के 24 घंटे की समाप्ति के पश्चात, दिन के दौरान अंतिम रूप से लागू अनुसूची (उत्पादन केन्द्रों को प्रेषण अनुसूची में तथा राज्यों की निकासी अनुसूची में परिवर्तन को ध्यान में रखते हुए) आर एल डी सी द्वारा जारी की जाएगी। ये अनुसूचियां वाणिज्यिक लेखांकन के आधार पर होंगी प्रत्येक आई एस जी एस के लिए औसत एक्स-बस क्षमता को आर एल डी सी की समाह के आधार पर निकाला जाएगा।
30. अल्पकालिक द्विपक्षीय संव्यवहारों के पश्चात विद्युत केंद्रों के माध्यम से संयुक्त संव्यवहार में सामान्यतया कमी की जाएगी।
31. क्षेत्रीय इकाइयों की परिधि पर आरएलडीसी किसी संव्यवहार को कम करेंगे। कमी को क्रियान्वित करने के लिए, एसएलडीसी भी अंतःराज्य इकाइयों में परस्पर कमी लाएंगे।
32. आर एल डी सी सभी उपरोक्त जानकारी, अर्थात उत्पादन केन्द्रों द्वारा केन्द्रवार अनुमानित एक्सअर्जा संयंत्र क्षमता सलाह, क्षेत्रीय इकाइयों द्वारा विवेचित निकासी अनुसूचियों, आर एल डी सी द्वारा जारी सभी अनुसूचियों तथा उपरोक्त के सभी पुनरीक्षणों/अद्यतनों का प्रलेखन करेगा।
33. आर एल डी सी द्वारा जारी अनुसूचीकरण तथा अंतिम अनुसूचियों की प्रक्रिया किसी जांच/सत्यापन के लिए 5 दिनों के लिए सभी क्षेत्रीय इकाइयों और अन्य क्षेत्रीय खुली पहुंच ग्राहकों की इकाइयों हेतु खुली रहेगी। यदि किसी त्रुटि/लोप का पता लगता है तो आर एल डी सी तत्काल उसकी पूरी जांच करेगा तथा उसे दूर करेगा।
34. आई एस जी एस द्वारा उपलब्धता घोषणा करते समय एक मेगावाट और एक मेगावाट घंटे सभी हकदारियों तथा अध्येक्षाओं का प्रस्ताव किया जा सकेगा तथा अनुसूचियों को प्रत्येक संव्यवहार के लिए हर एक नियंत्रण क्षेत्र सीमा रेखा पर 0.1 मेगावाट और 0.01 मेगावाट घंटे के प्रस्ताव के लिए निकटतम दो दर्शकलव में पूर्णांकित किया जाएगा।

#### 6.6 रिएक्टिव ऊर्जा तथा बोल्ट्टा नियंत्रण

- रिएक्टिव ऊर्जा प्रतिकर को यथासंभव रिएक्टिव ऊर्जा खपत को स्थानीय रूप में रिएक्टिव ऊर्जा का उत्पादन करने वालों द्वारा सामान्य रूप से आदर्शतः प्रदान किया जाना चाहिए। अतः उत्पादन केंद्रों के सिवाए क्षेत्रीय इकाइयों से आशा की जाती है कि सामान्य ए वी आर प्रतिकर/उत्पादन प्रदान करे जिससे कि वे ई एच वी ग्रिड से विशेषकर निम्न बोल्ट्टा की दशा में ए वी आर एस की निकासी न कर सके। क्षेत्रीय इकाइयों द्वारा ए वी आर निकासियों को हतोत्साहित करने के बजाय आई एस टी एस के ए वी आर विनियमों की निम्नलिखित रूप में कीमत तय की जाएगी—
  - उत्पादन केंद्रों के सिवाए क्षेत्रीय इकाई ए वी आर निकासी के लिए तब संदाय करेंगे जब मीटरिंग बिंदु पर बोल्ट्टा 97% से कम हो।

- उत्पादन केंद्रों के सिवाए क्षेत्रीय इकाई को ए वी आर रिटर्न के लिए तब संदत्त किया जाएगा जब वोल्टता 97% से कम हो ।
- उत्पादन केंद्रों के सिवाए क्षेत्रीय इकाई को ए वी आर निकासी के लिए तब संदाय किया जाएगा जब वोल्टता 103% से अधिक हो ।

उत्पादन केंद्रों के सिवाए क्षेत्रीय इकाई ए वी आर रिटर्न के लिए तब संदत्त करेंगे जब वोल्टता 103% से अधिक है

परंतु यह कि आई एस जी एस से सीधे मिलने वाली अपनी स्वयं की लाइन पर उत्पादन केंद्रों के सिवाए क्षेत्रीय इकाई द्वारा वी ए आर निकासी/रिटर्न के लिए कोई प्रभार/संदाय नहीं किया जाएगा।

2. वीएआरएच के लिए प्रभार 1.04.2010 से 10 पैसे/केवी एआरएच की दर पर होगा और यह उत्पादन केंद्रों के सिवाए क्षेत्रीय इकाई और वीएआर अंतर विनियम के लिए प्रादेशिक पूल लेखा के मध्य लागू होगी। इस दर में जब तक अन्यथा आयोग द्वारा पुनरीक्षित न की जाए, तत्पश्चात प्रति वर्ष 0.5 पैसे/केवी एआरएच की वृद्धि की जाएगी।
3. उपरोक्त में किसी बात के होते हुए भी, आर एल डी सी ग्रिड को सुरक्षा की दशा में या किसी उपकरण की सुरक्षा को खतरे की दशा में अपने वीएआर/ निकासी/ इंजैक्शन में कमी करने के लिए उत्पादन केंद्रों के सिवाए क्षेत्रीय इकाई को निदेश दे सकेगा।
4. साधारणतया, उत्पादन केंद्रों के सिवाए क्षेत्रीय इकाई, जब वोल्टता 95% से नीचे रेटिट की जाती है, अंतर विनियम पर वीएआर निकासी को कम करने के प्रयास करेगा और वीएआर को तब वापस नहीं करेगा जब वोल्टता 105% से अधिक हो जाती है। अपने निकासी बिंदु पर आई सी टी टेप को आर एल डी सी को उत्पादन केंद्रों के सिवाए क्षेत्रीय इकाई के अनुरोध के अनुसार ए वी आर अंतर विनियम का नियंत्रण करने के लिए परिवर्तित किया जाएगा किन्तु यह सब युक्तियुक्त अंतरालों पर किया जाएगा।
5. संपूर्ण ग्रिड के सभी 400 के वी बस तथा लाइन रिएक्टर्स की स्विचिंग इन/आउट आर एल डी सी के अनुदेशों के अनुसार की जाएगी। सभी 400/220 के वी.आई सी टी पर टेप परिवर्तन भी आर एल डी सी के अनुदेशों पर ही किया जाएगा।
6. आईएसजीएस और प्रादेशिक ग्रिड से संयोजित अन्य उत्पादन केंद्र आरएलडीसी के अनुदेशों के अनुसार, अपने-अपने उत्पादन यूनिटों की क्षमता सीमाओं के भीतर रिएक्टिव ऊर्जा को उत्पादित/आमेलित करेंगे अर्थात् उस समय अपेक्षित सक्रिय उत्पादन को बंद किए बिना। ऐसे वी ए आर उत्पादन/समामेलन के लिए उत्पादन कंपनियों को कोई संदाय नहीं किया जाएगा।

7. दो उत्पादन केंद्रों के सिवाए क्षेत्रीय इकाई के बीच उनके स्वामित्वाधीन (संबुक्त या एकल) अंतर संयोजन लाइन पर प्रत्यक्ष वीएआर विनिमय से साधारणतया स्थानीय बोल्ट्टा समस्या आती है और साधारणतया क्षेत्रीय ग्रिड के बोल्ट्टा प्रोफाइल पर कोई प्रभाव नहीं पड़ता है। तदनुसार ऐसी लाइनों पर वीएआर विनिमय के प्रबंधन/नियंत्रण तथा वाणिज्यिक उठाई-घराई प्रत्येक अलग-अलग मामले के आधार पर निम्नलिखित उपबंधों के अनुसार होगी :—
- (i) दो संबंधित उत्पादन केंद्रों के सिवाए क्षेत्रीय इकाईयां अंतर संयोजन लाइन पर उनके बीच वीएआर विनिमय के लिए कोई प्रभार/संदाय के लिए परस्पर करार नहीं कर सकेंगे।
  - (ii) दो संबंधित उत्पादन केंद्रों के सिवाए क्षेत्रीय इकाईयां आई एस टी एस के साथ वीएआर विनिमय के लिए के.वि.वि.आ. द्वारा विनिर्दिष्ट के समान या उससे अलग के लिए उनके बीच वीएआर विनिमय के लिए संदाय दर/स्कीम को स्वीकार करने के लिए परस्पर सहमत हो सकेंगे। यदि सहमत स्कीम में कोई अतिरिक्त मीटरिंग अपेक्षित हो, तो संबंधित फायदाग्राहियों द्वारा उसकी व्यवस्था की जाएगी।
  - (iii) यदि संबंधित उत्पादन केंद्रों के सिवाए क्षेत्रीय इकाईयों के बीच असहमति होने की दशा में, (अर्थात् एक पक्षकार वी ए आर विनिमय के लिए प्रभार/संदाय करना चाहता है और दूसरे पक्षकार उस स्कीम से इंकार करना चाहता है) तो उपबंध-2 में यथा विनिर्दिष्ट स्कीम लागू होगी। प्रति के वीएआरएच दर आईएसटीएस के बीच और विनिमय के लिए के.वि.वि.आ. द्वारा यथा विनिर्दिष्ट होगी।
  - (iv) ऐसे वीएआर विनिमय की संगणना तथा संदाय से दो फायदाग्राहियों के बीच तय पारस्परिक करार प्रभावित होगा।
  - (v) तथापि, दो राज्यों के स्वामित्व वाले अंतस्प्रादेशिक लिंक के मामले में, कोई वीएआर प्रभार नहीं लगेंगे।

### भाग-7 प्रकीर्ण

- (1) इन विनियमों की कोई बात ऐसे आदेश पारित करने के लिए आयोग की शक्तियों को सीमित नहीं करेगी या अन्यथा प्रक्रमशित नहीं करेगी जो न्याय के उद्देश्य में या आयोग की प्रक्रिया का दुरुल्पयोग रोकने के लिए आवश्यक थे।
- (2) इन विनियमों की कोई बात अधिनियम के उपबंधों के अनुरूप कोई ऐसी प्रक्रिया को स्वीकार करने से आयोग को वर्जित नहीं करेगी जो मामले की विशेष परिस्थितियों या मामले के वर्ग की दृष्टि से तथा लिखित में अभिलिखित किए जाने वाले कारणों के लिए, इन विनियमों के किसी उपबंध में फेरफार से हो, जिसमें संक्षिप्त प्रक्रिया भी है, ऐसे मामले या मामले के वर्ग से निपटने के लिए आवश्यक या समीचीन समझी जाए।

- (3) इन विनियमों की कोई बात अधिनियम के अधीन किसी मामले पर कार्यवाही करने या किसी ऐसी शक्ति का प्रयोग करने से आयोग को वर्जित नहीं करेगी जिसके लिए कोई विनियम नहीं बनाया गया है, तथा आयोग ऐसे मामलों, शक्तियों तथा कृत्यों से ऐसी रीति से निपट सकेगा जो वह ठीक समझे।
- (4) आयोग साधारण तथा विशेष आदेश द्वारा, लिखित में अभिलिखित किए जाने वाले कारणों के लिए, शिथिलता प्रदान करके, प्रभावित होने वाले पक्षकारों को सुनवाई का उचित अवसर देने के पश्चात्, स्वप्रेरणा से या किसी हितबद्ध व्यक्ति द्वारा उसके समक्ष किए गए आवेदन पर इन विनियमों के किसी भी उपबंध को शिथिल कर सकेगा।

आलोक कुमार, सचिव  
[विज्ञापन III/4/150/2010/असा.]

**उपांग 1**  
**अनुपूरक वाणिज्यिक तंत्र**

[खंड 6.1 (घ) निर्दिष्ट करें]

- फायदाग्राही के.वि.व.आ. की सुसंगत अधिसूचनाओं तथा आदेशों के अनुसार अनुसूचित प्रेषण के लिए संयंत्र उपलब्धता और/या ऊर्जा प्रभारों के तत्स्थानी क्षमता प्रभार का संदाय अपने-अपने आईएसजीएस को करेंगे। इस प्रभारों के लिए बिलों को मासिक आधार पर प्रत्येक फायदाग्राही को अपने-अपने आईएसजीएस द्वारा जारी किया जाएगा।
- सभी फायदाग्राहियों से उपरोक्त दो प्रभारों की राशि की प्रतिपूर्ति, दी गई प्रेषण अनुसूची के अनुसार उत्पादन के लिए आईएसजीएस को पूर्णतः की जाएगी। प्रेषण अनुसूची से विचलन की दशा में, संबंधित आईएसजीएस को के.वि.वि.आ. द्वारा अनुमोदित यूआई तंत्र के माध्यम से अधिक उत्पादन के लिए अतिरिक्त संदय किया जाएगा। इसी प्रकार किसी भी क्षेत्रीय इकाई द्वारा कुल निकासी अनुसूची से वास्तविक निकासी के विचलन को यूआई के रूप में माना जाएगा। सभी 15 मिनट ऊर्जा अंकड़ों को (कुल अनुसूचित, वास्तविक रूप से भीटरित तथा यूआई) को निकटतम 0.01 एमडब्ल्यूएच के निकटतम पूर्णांकित किया जाएगा। यूआई प्रभारों तथा यूआई के निपटान की पद्धति के.वि.वि.आ. के यूआई विनियम के अनुसार होगी।
- परिवर्तनीय प्रकृति होने के कारण पवन ऊर्जा की अंतस्संयोजित प्रणाली में इन स्रोतों से ऊर्जा को पर्याप्त अनुसूचीकरण तथा प्रेषण के लिए युक्तियुक्त शुद्धता के साथ अनुमान लगाए जाने की आवश्यकता है। अतः, पवन उत्पादन का पूर्वानुमान भेदन वृद्धि के लिए आवश्यक है। 33 केवी और उससे ऊपर के संयोजन बिंदु पर संयोजित 10 मेगावाट तथा उससे ऊपर की कुल उत्पादन क्षमता के लिए व्यष्टिक विकासकर्ता आधार पर या संयुक्त आधार पर पवन उत्पादन का पूर्वानुमान लगाया जा सकता है। यदि यह संयुक्त आधार पर किया जाता है तो पवन पूर्वानुमान लगाने की सुविधा को जा सकता है।

4. पवन ऊर्जा पूर्वानुमान प्रणाली निम्नलिखित समय “अंतरालों” पर पवन प्रवाह आंकड़ों के आधार पर पूर्वानुमान ऊर्जा होगी :

- (i) आगे के दिन का पूर्वानुमान : 10 मेगावाट और उससे ऊपर की कुल उत्पादन क्षमता के लिए अगले 24 घंटों के लिए 15 मिनट के अंतरालों के साथ पवन/ऊर्जा पूर्वानुमान।
- (ii) दीर्घ-कालिक पहुंच तथा मध्य-कालिक तथा अल्प-कालिक निर्बाध पहुंच के अधीन अंतर्राज्यिक ऊर्जा का प्रदाय करने वाले ऐसे पवन ऊर्जा उत्पादन केंद्रों की अनुसूची आरएलईसी को अग्रिम में सूचना देते हुए पुनरीक्षित की जा सकेगी। पवन ऊर्जा उत्पादन केंद्रों द्वारा ऐसा पुनरीक्षण 6 समय ब्लॉक ऐसा पहला समय ब्लॉक होने के नाते प्रभावी होगा जिसमें नोटिस दिया गया था। दिन के दौरान 00.00 घंटों से प्रारंभ होने वाले प्रत्येक 3 घंटे के समय स्लाट के लिए अधिकतम 8 बार पुनरीक्षण किया जा सकेगा।

5. पवन उत्पादक 70% की शुद्धता तक अपने उत्पादन का पूर्वानुमान लगाने के लिए उत्तरदायी होंगे। अतः, यदि वास्तविक उत्पादन अनुसूची के +/-30% से परे है तो पवन उत्पादक को यूआई प्रभारों का वहन करना होगा। अनुसूची के +/-30% के भीतर वास्तविक उत्पादन के लिए उत्पादक द्वारा कोई यूआई प्रभार संदेय/प्राप्य नहीं होगा। मेजबान राज्य इस परिवर्तन अर्थात् +/-30% के लिए यूआई प्रभारों का वहन करेगा। तथापि, पवन उत्पादन को देय मेजबान राज्य द्वारा वहन किए गए यूआई प्रभारों को देश के सभी राज्यों के बीच पूर्ण प्राप्ति में उनकी व्यस्ततम मांग के अनुपात में नवीकरणीय विनियामक निधि (पीआरएफ) के माध्यम से प्रचालित नवीकरणीय ऊर्जा प्रभार नामक विनियामक प्रभार के रूप में; सीईए द्वारा प्रकाशित आंकड़े पर आधारित यह उपबंध 33केवी स्तर और उससे ऊपर के संयोजन बिंदु पर संयोजित 10 मेगावाट तथा उससे ऊपर की सामूहिक क्षमता के साथ ऐसे नए पवन फर्मों के लिए 1.1.2011 से लागू होंगे तथा जिन्होंने इस आईईपीसी के प्रवृत्त होने की तारीख को राज्यों तथा अन्यों के साथ किसी भी पीपीए पर हस्ताक्षर नहीं किए हैं। उपरोक्त तंत्र की बाबत दृष्टांत रूप से की गई संगणना परिशिष्ट में दी गई है।

6. ग्रिड सुरक्षा की दृष्टि से पवन द्वारा अंतर्क्षेपण के लिए एक समय ब्लॉक में केवल अनुसूची के 150% के अधिकतम उत्पादन को अनुज्ञात किया जाएगा। अनुसूची के 150% से अधिक किसी भी उत्पादन के लिए यदि 150% से ऊपर उत्पादन से ग्रिड की सुरक्षा प्रभावित नहीं होती है तो पवन ऊर्जा उत्पादक के संदेय प्रभार ही 50-50.02 एवजेड की तत्स्थानी लागू यूआई प्रभार होंगे।

7. सौर उत्पादन की दशा में, उत्पादक द्वारा कोई यूआई संदेय/प्राप्य होगा। मेजबान राज्य अनुसूची से वास्तविक उत्पादन में किसी परिवर्तन के लिए यूआई प्रभारों का वहन करेगा। तथापि, सौर उत्पादन के कारण मेजबान राज्य द्वारा वहन किए गए कुल यूआई प्रभार देश के सभी राज्यों के बीच पूर्ण मास में उनकी व्यस्ततम मांगों के अनुपात में उपरोक्त खंड 5 में, यथानिर्दिष्ट नवीकरणीय विनियामक निधि के माध्यम से प्रचालित नवीकरणीय ऊर्जा प्रभार के रूप में ज्ञात विनियामन प्रभार के रूप में, सीईए द्वारा प्रकाशित आंकड़ों के आधार पर बांटे जाएंगे। यह उपबंध 33 केवी तथा उससे ऊपर के संयोजन बिंदु पर 5 मेगावाट तथा उससे ऊपर संयोजित क्षमता के साथ नए और उत्पादन संयंत्रों के लिए 1.1.2011 से लागू होंगे, जिन्होंने इस आईईजीसी के प्रवृत्त होने की तारीख से राज्यों या अन्य राज्यों के साथ किसी पीपीए पर हस्ताक्षर नहीं किए हैं। उपरोक्त तंत्र की बाबत दृष्टांत रूप से की गई संगणना परिशिष्ट में दी गई है।

8. आरपीसी सचिवालय द्वारा की गई सभी प्रादेशिक ऊर्जा लेखांकन संगणना 15 दिन की अवधि के लिए किसी भी प्रकार की जांच/सत्यापन के लिए सभी प्रादेशिक इकाइयों के लिए खुली रहेंगी। यदि किसी गलती का पता लगता है तो आरपीसी सचिवालय तत्काल पूरी जांच करेगा तथा गलती को दूर करेगा।
9. एनएलडीसी इन विनियमों की अधिसूचना के एक मास के भीतर नवीकरणीय विनियामक निधि के तंत्र को कार्यान्वित करने के लिए एक विस्तृत प्रक्रिया तैयार करेगा तथा उसे आयोग के अनुमोदन के लिए आयोग को प्रस्तुत करेगा।
10. बिलिंग तथा विभिन्न प्रभारों के संदाय के प्रयोजन के लिए आरपीसी सचिवालय द्वारा मासिक आधार पर प्रादेशिक ऊर्जा लेखाओं को तैयार किया जाएगा। मास के लिए प्रादेशिक ऊर्जा लेखा आरएलडीसी द्वारा दिए गए आंकड़ों के आधार पर आगामी मास में जारी किया जाएगा।
11. आरपीसी सचिवालय ऐसी सभी प्रादेशिक इकाइयों को, जिनके पास कम/उच्च वोल्टता की स्थिति के अन्तर्गत रिएक्टिव ऊर्जा की कुल निकासी/इंजेक्शन है, वीएआर प्रभारों के लिए साप्ताहिक विवरण भी जारी करेगा। इस संदायों को भी उच्च पूर्विकता दी जाएगी और संबंधित प्रादेशिक इकाइयों तथा अन्य प्रादेशिक इकाइयों जारी विवरण के दस दिन के भीतर आरएलडीसी द्वारा प्रचालित क्षेत्रीय रिएक्टिव खाते में उपर्युक्त रकम का संदाय करेंगे। परंतु कि आयोग प्रादेशिक रिएक्टिव पूल खाता को प्रकाशित करने के लिए आरएलडीसी से भिन्न किसी इकाई को निदेश दे सकेगा। ऐसी इकाइयों को, जिसे वीएआर प्रभारों के मद्देधन प्राप्त करना है, रिएक्टिव पूल खाते में संदाय की प्राप्ति पर तीन कार्य दिवस के भीतर क्षेत्रीय रिएक्टिव खाते में से संदत्त किया जाएगा।
12. यदि उपरोक्त यूआई तथा वीएआर को दो दिन, अर्थात् संदायों में जारी विवरण से बारह दिन के बाद, से अनधिक तक विलंब किया जाता है तो व्यतिक्रमी क्षेत्रीय इकाइयों को विलंब के लिए प्रत्येक दिन के लिए 0.04% की दर से साधारण ब्याज का संदाय करना होगा। इस प्रकार एकत्रित ब्याज को ऐसे क्षेत्रीय इकाइयों को संदत्त किया जाएगा जिसे उस संदाय की रकम प्राप्त करनी थी जो विलंब से प्राप्त हुई थी। लगातार संदाय में व्यतिक्रम, यदि कोई हो, को उपचारात्मक कार्रवाई आरंभ करने के लिए सदस्य-सचिव आरपीसी द्वारा रिपोर्ट किया जाएगा।
13. प्रत्येक वर्ष के 31 मार्च तक सभी वीएआर प्रभारों का संदाय करने के पश्चात् क्षेत्रीय रिएक्टिव खाते में रखे अधिशेष धन को एस एल डी सी प्रचालकों के प्रशिक्षण के लिए और अन्य वैसे ही प्रयोजनों के लिए उपयोग किया जाएगा जो अपने-अपने क्षेत्रीय ग्रिडों के प्रचालन में सुधार करने/कारगर बनाने में सहायता करेगा जैसा समय-समय पर अपने-अपने आरपीसी द्वारा विनिश्चित किया जाएगा।
14. यदि क्षेत्रीय ग्रिड की वोल्टता प्रोफाइल में उस सीमा तक सुधार होता है कि सप्ताह के लिए क्षेत्रीय वीएआर प्रभार खातों से कुल संदाय उस सप्ताह के लिए संदृष्टि की जा रही कुल रकम से अधिक है और यदि क्षेत्रीय रिएक्टिव खातों में घाटे को पूरा करने के लिए कोई अतिशेष नहीं है तो उपरोक्त खाते में उपलब्ध कुल धन के अनुसार आनुपातिक रूप से धन में कमी की जाएगी।
15. आरएलडीसी क्षेत्रीय यूआई लेखा तथा आरपीसी वाणिज्यिक समिति बैठक में क्षेत्रीय रिएक्टिव ऊर्जा खाते का पूर्ण विवरण तिमाही आधार पर संपरीक्षा किए जाने के लिए रखेगा।

16. अंतर्रक्षेत्रीय एकसचेंजों में अनुसूचीकरण तथा यूआई लेखांकन के लिए इंटर फेस :

1. अंतर्रक्षेत्रीय एकसचेंजों की अनुसूचीकरण, मीटरिंग तथा यूआई लेखांकन के लिए क्षेत्रीय सीमाएँ :

- पूर्वी क्षेत्र तथा दक्षिण, पश्चिमी तथा उत्तरी क्षेत्रों के बीच अंतर्रक्षेत्रीय लिंकों का पूर्वी क्षेत्र अंत।
- पूर्वी तथा उत्तर-पूर्वी क्षेत्र के बीच अंतर्राष्ट्रीय लिंकों का उत्तर-पूर्वी अंत।
- दक्षिणी तथा पूर्वी क्षेत्र के बीच अंतर्रक्षेत्रीय लिंकों का पूर्वी क्षेत्र अंत।
- उत्तरी तथा पश्चिम क्षेत्रों के बीच अंतर्रक्षेत्रीय लिंकों का पश्चिमी क्षेत्र अंत।

2. लिंक बार अनुसूचियों में अंतर्रक्षेत्रीय अनुसूचियों को विभाजित करने का प्रयास नहीं किया जाएगा (जहां दो क्षेत्रों में दो या उससे अधिक अंतर्राष्ट्रीय संयोजन हों)।

## उपांग 2

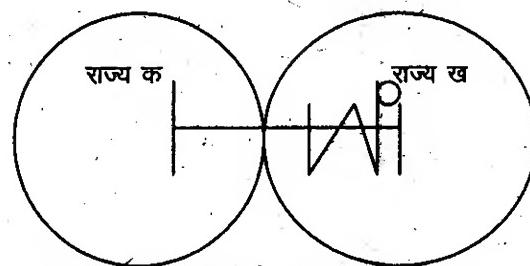
[खण्ड 6,6,7(iii) निर्दिष्ट करें]

**राज्य स्वामित्वाधीन लाइनों पर रिएक्टिव ऊर्जा विनियमों के लिए संदाय**

### केस 1

राज्य — क के स्वामित्वाधीन अंतर्राष्ट्रीय लाइन

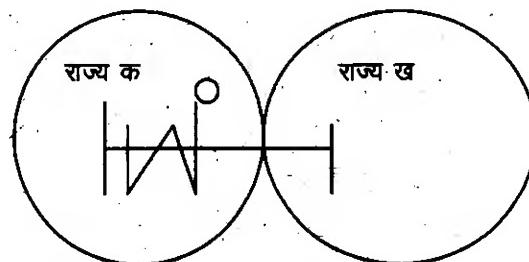
मीटरिंग बिंदु : राज्य — ख का उपकेन्द्र



### केस 2

राज्य — ख के स्वामित्वाधीन अंतर्राष्ट्रीय लाइन

मीटरिंग बिंदु : राज्य — क का उपकेन्द्र



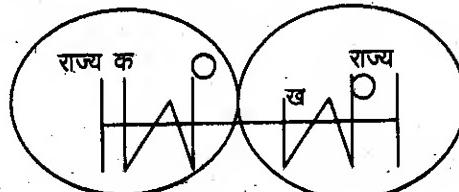
निम्नलिखित के लिए राज्य ख राज्य क को संदाय करता है

- (i) जब वोल्टता 97% से कम हो राज्य-क से प्राप्त कुल वीएआरएच, और
- (ii) जब वोल्टता 103% प्रतिशत से ऊपर हो राज्य-क को प्रदाय किया गया कुल वीएआरएच

टिप्पण : कुल वीएआरएच तथा संदाय सकारात्मक या नकारात्मक हो सकता है

केस 3 अंतरसंयोजित लाइन राज्य-क तथा-ख के संयुक्त रूप से स्वामित्वाधीन है

मीटरिंग बिंदु : राज्य-क तथा राज्य-ख के उपकेन्द्र



एस/एस-क

एस/एस - ए से निर्यातित कुल वीएआरएच जब वोल्टता  $< 97\% = X_1$

एस/एस - ए से निर्यातित कुल वीएआरएच जब वोल्टता  $< 103\% = X_2$

एस/एस - ए से आयातित कुल वीएआरएच जब वोल्टता  $< 97\% = X_3$

एस/एस - ए से निर्यातित कुल वीएआरएच जब वोल्टता  $< 103\% = X_4$

(i) राज्य-ख राज्य-क को निम्निलिखित के लिए संदाय करते हैं

$X_1$  या  $X_3$ , जब कभी आकार में छोटा है, और

(ii) राज्य-ख राज्य-क को निम्निलिखित के लिए संदाय करते हैं

$X_2$  या  $X_4$ , जब कभी आकार में छोटा है।

1. कुल वीएआरएच तथा कुल संदाय नकारात्मक या सकारात्मक हो सकेगा,
2. यदि  $X_1$  सकारात्मक है और  $X_3$  नकारात्मक है या उसके विपरीत है तो उपरोक्त (i) के अधीन कोई संदाय नहीं होगा।
3. यदि  $X_2$  सकारात्मक और  $X_4$  नकारात्मक है या विपरीत है तो उपरोक्त (ii) के अधीन कोई संदाय नहीं होगा।

**परिशिष्ट**

क. पवन उत्पादन के लिए वाणिज्यिक व्यवस्थापन - दृष्टान्तिक उदाहारण (संदर्भ - आईईजीसी के उपांधं-1 का पैरा 5)

वाणिज्यिक व्यवस्थापन प्रक्रिया नीच दी गई है :-

**केस 1 :** उत्पादन अनुसूची के अनुसार वास्तविक

अनुसूची (मेगावाट)	वास्तविक उत्पादन (मेगावाट)	क्रेता पर विवक्षाएं	अननुसूचित विनिमय (यूआई)	
			मेजबान राज्य पर विवक्षाएं	पवन उत्पादन पर विवक्षाएं
100	100	क्रेता संविदागत दर पर 100 मेगावाट के लिए पवन उत्पादक को संदाय करने हेतु	मेजबान राज्य पर कोई विवक्षा नहीं हैं	पवन उत्पादक पर कोई विवक्षा नहीं।

**केस 2 :** 30% के भीतर पवन उत्पादक द्वारा कम अंतःक्षेपण

अनुसूची यूनिट (मेगावाट)	वास्तविक उत्पादन यूनिट (मेगावाट)	क्रेता पर विवक्षा	अननुसूचित विनिमय (यूआई)	
			मेजबान राज्य पर विवक्षा	पवन उत्पादक पर विवक्षा
100	70	70 मेगावाट (वास्तविक के अनुसार) क्रेता द्वारा उत्पादक को किया जाने वाला संदाय अपने क्षेत्र की यूआई दर पर नवीकरणीय विनियामक निधि (आआरएफ) को संविदागत रेट पर	राज्य प्रणाली में सन्तुष्टि विवक्षा नहीं हैं।	पवन उत्पादक पर कोई विवक्षा नहीं।

## केस - 3 : 30% फेरफार के बाद पवन उत्पादक द्वारा कम अंतःक्षेपण

अनुसूची यूनिट (मेगावाट)	वास्तविक उत्पादन यूनिट (मेगावाट)	क्रेता पर विवक्षा	अननुसूचित विनिमय (यूआई)	
			मेजबान राज्य पर विवक्षा	पवन उत्पादक पर विवक्षा
100	60	-संविदागत दर पर पवन उत्पादक को 70 मेगावाट के लिए संदाय करने के लिए (क्योंकि इस श्रेणी में, पवन उत्पादक यूआई तंत्र के अधीन आता है। -आरआरएफ को अपने क्षेत्र में यूआई) दर पर क्रेता द्वारा 30 मेगावाट)	पवन उत्पादक द्वारा कम उत्पादन के मद्दे मेजबान राज्य पर यूआई की 40 मेगावाट की देयता में से, 30 मेगावाट के लिए यूआई आरआरएफ से मेजबान राज्य द्वारा प्राप्त किया जाएगा तथा 10 मेगावाट की यूआई पूल से प्राप्त की जाएगी।	यूआई पूल को पवन उत्पादक द्वारा संदेय 10 मेगावाट के लिए यूआई

## केस 4 : 30% फेरफार के भीतर पवन उत्पादक द्वारा अधिक अंतःक्षेपण

अनुसूची (मेगावाट)	वास्तविक उत्पादन (मेगावाट)	क्रय पर विवक्षा	अननुसूचित विनिमय (यूआई)	
			मेजबान राज्य पर विवक्षा	पवन उत्पादक पर विवक्षा
100	130	संविदागत दर पर पवन उत्पादक को 130 मेगावाट के संदाय के लिए। क्रेता अपने क्षेत्र की यूआई दर पर आरआरएफ से 30 मेगावाट के लिए संदाय प्राप्त करेगा।	30 मेगावाट के लिए, आरआरएफ कर को दिए जाने वाले पवन उत्पादक द्वारा अधिक उत्पादन के मद्दे मेजबान राज्य के लिए यूआई फायदा।	पवन उत्पादक पर कोई विवक्षा नहीं।

**केस 5 :** 130% से 150% तक उत्पादन से पवन उत्पादक द्वारा अधिक अंतःक्षेपण (अनुसूची की तुलना में)

अनुसूची यूनिट (मेगावाट)	वास्तविक उत्पादन यूनिट (मेगावाट)	क्रेता पर विवक्षा	अननुसूचित विनिमय (यूआई)	
			मेजबान राज्य पर विवक्षा	पवन उत्पादक पर विवक्षा
100	140	<p>-संविदागत दर पर उत्पादक को 130 मेगावाट के संदाय के लिए।</p> <p>-क्रेता अपने क्षेत्र की यूआई दर पर आरआरएफ से 30 मेगावाट का संदाय प्राप्त करेगा।</p>	<p>40 मेगावाट के लिए, पवन उत्पादक द्वारा अधिक उत्पादन पर मेजबान राज्य के लिए यूआई फायदा, आरआरएफ को दिया जाने वाले 30 मेगावाट के लिए तथा यूआई पूल को दिया जाने वाले 10 मेगावाट के लिए</p>	<p>यूआई पूल से प्राप्त किए जाने वाले के लिए 10 मेगावाट के लिए यूआई।</p>

**केस 6 :** 150% से परे पवन उत्पादक द्वारा अधिक अंतःक्षेपण (अनुसूची की तुलना में)

अनुसूची (मेगावाट)	वास्तविक उत्पादन (मेगावाट)	क्रेता पर विवक्षा	अननुसूचित विनिमय (यूआई)	
			मेजबान राज्य पर विवक्षा	पवन उत्पादक पर विवक्षा
100	160	<p>-संविदागत दरों पर उत्पादक को 130 मेगावाट के संदाय के लिए।</p> <p>-क्रेता अपने क्षेत्र की यूआई दर पर आरआरएफ से 30 मेगावाट के लिए संदाय प्राप्त करेगा।</p>	<p>पवन द्वारा उच्चतर उत्पादन पर यूआई पूल से मेजबान राज्य के लिए 60 मेगावाट फायदे के लिए, आरआरएफ को दिया जाने वाला 30 मेगावाट के लिए यूआई तथा यूआई पूल को दिया जाने वाले 30 मेगावाट के लिए यूआई</p>	<p>उस विशिष्ट समय पर लागू यूआई दर पर यूआई पूल से पवन उत्पादक द्वारा प्राप्त किए जाने वाले 20 मेगावाट के लिए, तथा 50.02 से निम्न तथा 50.00 एवजेड से अधिक फ्रिक्वेंसी अंतराल के लिए लागू यूआई दर यूआई पूल से पवन उत्पादक द्वारा प्राप्त किए जाने वाले 10 मेगावाट के लिए।</p>

### टिप्पण :

(1) उपरोक्त सभी परिप्रेक्ष्य में, केस-6, अर्थात् 50% से परे अधिक अंतःक्षेपण के सिवाय उस विशिष्ट समय ब्लॉक पर लागू सामान्य यूआई दर, यूआई दर होगी। इस परिस्थिति में, पवन उत्पादक समय-समय पर यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अनुसूचित विनियम प्रभार तथा सहबद्ध विषय) विनियम, 2009 के अनुसार 50.02 से निम्न तथा 50.00 एचजेड से अनिम्न फ्रिक्वेंसी अंतराल के लिए लागू यूआई दर पर अनुसूची के 50% से परे अंतःक्षेपण के लिए यूआई प्राप्त करेगा।

(2) सभी राज्यों में पवन उत्पादक द्वारा यूआई के भद्रे नवीकरणीय विनियामक निधि (आरआरएफ) में अतिशेष, चाहे अधिशेष या कमी हो, को पूर्व मास में उनकी व्यस्ततम मांगों के अनुपात में भारत के सभी राज्यों द्वारा विभाजित किया जाएगा। आरआरएफ को राष्ट्रीय आधार पर एनएलडीसी द्वारा प्रचालित किया जाएगा।

(3) ऊपर सभी मामलों के लिए, यह माना जाता है कि क्रेता-निकासी अनुसूची के अनुसार है।

**ख. सौर उत्पादन के वाणिज्यिक व्यवस्थापन के लिए दृष्टांतिक उदाहरण (संदर्भ-आईईजीसी के उपाध-1 के पैरा 7)**

संबंधित एसएलडीसी तथा आरएलडीसी को अनुसूची देने के लिए सौर उत्पादक। संविदागत दर पर सौर उत्पादक को संदाय करने के लिए क्रय करने वाला राज्य, जिसके लिए सौर उत्पादन द्वारा ऊर्जा उत्पादित की जाती है। शेष कम निकासी/अधिक निकासी यूआई तंत्र तथा आरआरएफ में तय किया जाना है।

### केस 1 : उत्पादन अनुसूची के अनुसार वास्तविक

अनुसूची (मेगावाट)	वास्तविक उत्पादन (मेगावाट)	क्रेता पर विवक्षा	अननुसूचित विनियम (यूआई)	
			मेजबान राज्य पर विवक्षा	पवन उत्पादक पर विवक्षा
5	5	संविदागत दर पर 5 मेगावाट के लिए पवन उत्पादक को संदाय करने के लिए क्रेता	मेजबान राज्य पर कोई विवक्षा नहीं	पवन उत्पादक पर कोई विवक्षा नहीं

### केस 2 : सौर उत्पादक द्वारा कम अंतःक्षेपण

अनुसूची यूनिट (मेगावाट)	वास्तविक उत्पादन यूनिट (मेगावाट)	क्रेता पर विवक्षा	अननुसूचित विनियम (यूआई)	
			मेजबान राज्य पर विवक्षा	पवन उत्पादक पर विवक्षा
5	5	क्रेता द्वारा राज्य प्रणाली में सौर उत्पादक पर कोई		

		<p>संविदागत दर पर 4 मेगावाट के लिए (वास्तविक के अनुसार) उत्पादक को तथा यूआई दर पर आरआरएफ को 1 मेगावाट के लिए किया जाने वाला संदाय</p>	<p>संनिहित सौर उत्पादक द्वारा कम उत्पादन के परिणामस्वरूप, मेजबान राज्य पर 1 मेगावाट यूआई देयता के लिए, उसे यूआई दर पर आरआरएफ से मेजबान राज्य द्वारा प्राप्त किया जाएगा।</p>	विवेका नहीं।
--	--	---	---	--------------

### केस 3 : सौर उत्पादक द्वारा अधिक अंतःक्षेपण

अनुसूची (मेगावाट)	वास्तविक उत्पादन (मेगावाट)	क्रेता पर विवेका	अननुसूचित विनियम (यूआई)	
			मेजबान राज्य पर विवेका	पदन उत्पादक पर विवेका
5	6	<p>क्रेता द्वारा संविदागत दर पर सौर उत्पादक को 6 मेगावाट का संदाय करने के लिए तथा क्रेता को आरआरएफ 1 मेगावाट का संविदागत दर पर संदाय।</p>	<p>1 मेगावाट के लिए सौर उत्पादक द्वारा अधिक उत्पादन के कारण मेजबान राज्य के लिए यूआई फायदा, यूआई दर पर आरआरएफ को दिया जाएगा।</p>	<p>सौर उत्पादक पर कोई विवेका नहीं।</p>

## CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

### PREAMBLE

New Delhi, the 28th April, 2010

**F. No. L-1/18/2010-CERC.**—The Indian Electricity Grid Code (IEGC) is a regulation made by the Central Commission in exercise of powers under clause (h) of sub-section (1) of Section 79 read with clause (g) of sub-section (2) of Section 178 of the Act. The IEGC also lays down the rules, guidelines and standards to be followed by various persons and participants in the system to plan, develop, maintain and operate the power system, in the most secure, reliable, economic and efficient manner, while facilitating healthy competition in the generation and supply of electricity.

### NOTIFICATION

In exercise of powers conferred under clause (h) of sub-section (1) of Section 79 read with clause (g) of sub-section (2) of Section 178 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), and all other powers enabling it in this behalf, the Central Electricity Regulatory Commission hereby makes the following regulations.

#### **1. Short title, extent and commencement**

(1) These Regulations may be called the Central Electricity Regulatory Commission (Indian Electricity Grid Code) Regulations, 2010.

(2) These Regulations shall come into force from 3.5.2010.

(3) These regulations shall supersede the Indian Electricity Grid Code, 2006 which came into effect from 1.4.2006.

#### **2. Definitions**

(1) In these Regulations unless the context otherwise requires:

- a) "Act" means the Electricity Act, 2003 as amended from time to time;
- b) "Ancillary Services" means in relation to power system (or grid) operation, the services necessary to support the power system (or grid) operation in maintaining power quality, reliability and security of the grid, eg. active power support for load following, reactive power support, black start, etc;
- c) "Automatic Voltage Regulator (AVR)" means a continuously acting automatic excitation control system to control the voltage of a Generating Unit measured at the generator terminals;
- d) "Available Transfer Capability (ATC)" means the transfer capability of the inter-control area transmission system available for scheduling commercial transactions (through long term

e)	"Beneficiary" means	access, medium term open access and short term open access) in a specific direction, taking into account the network security. Mathematically ATC is the Total Transfer Capability less Transmission Reliability Margin; a person who has a share in an ISGS
f)	"Bilateral Transaction" means	a transaction for exchange of energy (MWh) between a specified buyer and a specified seller, directly or through a trading licensee or discovered at Power Exchange through anonymous bidding, from a specified point of injection to a specified point of drawal for a fixed or varying quantum of power (MW) for any time period during a month;
g)	"Black Start Procedure" means	the procedure necessary to recover from a partial or a total blackout in the region;
h)	"BIS" means	the Bureau of Indian Standards;
i)	"Bulk Consumer" means	any Consumer who avails supply at voltage of 33 kV or above;
j)	"Capacitor" means	an electrical facility provided for generation of reactive power;
k)	"Central Generating Station" means	the generating stations owned by the companies owned or controlled by the Central Government;
l)	"Central Transmission Utility (CTU)" means	any Government company, which the Central Government may notify under sub-section (1) of Section 38 of the Act;
m)	"Collective Transaction" means	a set of transactions discovered in power exchange through anonymous, simultaneous competitive bidding by buyers and sellers;
n)	"Congestion" means	a situation where the demand for transmission capacity exceeds the Available Transfer Capability;
o)	"Connection Agreement" means	an Agreement between CTU, inter-state transmission licensee other than CTU (if any) and any person setting out the terms relating to a connection to and/or use of the Inter State Transmission System;
p)	"Connection Point" means	a point at which a Plant and/ or Apparatus connects to the Transmission /Distribution System;
q)	"Connectivity" means	the state of getting connected to the inter-State transmission system by a generating station, including a captive generating plant, a bulk

- r) "Control Area" means consumer or an inter-State transmission licensee; an electrical system bounded by interconnections (tie lines), metering and telemetry which controls its generation and/or load to maintain its interchange schedule with other control areas whenever required to do so and contributes to frequency regulation of the synchronously operating system;
- s) "Demand" means the demand of Active Power in MW and Reactive Power in MVar of electricity unless otherwise specified;
- t) "Demand response" means reduction in electricity usage by end customers from their normal consumption pattern, manually or automatically, in response to high UI charges being incurred by the State due to overdrawal by the State at low frequency, or in response to congestion charges being incurred by the State for creating transmission congestion, or for alleviating a system contingency, for which such consumers could be given a financial incentive or lower tariff;
- u) "Despatch Schedule" means the ex-power plant net MW and MWh output of a generating station, scheduled to be exported to the Grid from time to time;
- v) "Disturbance Recorder (DR)" means a device provided to record the behaviour of the pre-selected digital and analog values of the system parameters during an Event;
- w) "Data Acquisition System (DAS)" means a system provided to record the sequence of operation in time, of the relays/equipments as well as the measurement of pre-selected system parameters;
- x) "Drawal Schedule" means the summation of the station-wise ex-power plant drawal schedules from all ISGS and drawal from/injection to regional grid consequent to other long term access, medium term and short term open access transactions;
- y) "DVC" means the Damodar Valley Corporation established under sub-section (1) of Section 3 of the Damodar Valley Corporation Act, 1948;
- z) "Entitlement" means a Share of a beneficiary (in MW / MWh) in the installed capacity/output capability of an ISGS;
- aa) "Event" means an unscheduled or unplanned occurrence on a Grid including faults, incidents and breakdowns;

bb)	"Event Logging Facilities" means	a device provided to record the chronological sequence of operations, of the relays and other equipment;
cc)	"Ex-Power Plant" means	net MW/MWh output of a generating station, after deducting auxiliary consumption and transformation losses;
dd)	"Fault Locator (FL)" means	a device provided at the end of a transmission line to measure/ indicate the distance at which a line fault may have occurred;
ee)	"Flexible Alternating Current Transmission System(FACTS)" means	a power electronics based system and other static equipment that provide control of one or more AC transmission system parameters to enhance controllability and increase power transfer capability;
ff)	"Force Majeure" means	any event which is beyond the control of the persons involved which they could not foresee or with a reasonable amount of diligence could not have foreseen or which could not be prevented and which substantially affects the performance by person such being the following including but not limited to :
		a) Acts of God, natural phenomena, floods, droughts, earthquakes and epidemics;
		b) Enemy acts of any Government domestic or foreign, war declared or undeclared, hostilities, priorities, quarantines, embargoes;
		c) Riot or Civil Commotion;
		d) Grid's failure not attributable to the person.
gg)	"Forced Outage" means	an outage of a Generating Unit or a transmission facility due to a fault or other reasons which has not been planned;
hh)	"Generating Company" means	any company or body corporate or association or body of individuals, whether incorporated or not, or artificial juridical person, which owns or operates or maintains a generating station.
ii)	"Generating Unit" means	an electrical Generating Unit coupled to a turbine within a Power Station together with all Plant and Apparatus at that Power Station which relates exclusively to the operation of that turbo-generator;
jj)	"Good Utility Practices" means	any of the practices, methods and acts engaged in or approved by a significant portion of the electric utility industry during the relevant time period which could have been expected to accomplish the desired results at a reasonable cost consistent with good business practices, reliably, safely and with expedition;

kk)	"Governor Droop" means	in relation to the operation of the governor of a Generating Unit, the percentage drop in system frequency which would cause the Generating Unit under restricted/free governor action to change its output from zero to full load;
ll)	"Grid Standards" means	the standards specified by the Authority under clause (d) of the Section 73 of the Act;
mm)	"Extra High Voltage (EHV)" means	where the voltage exceeds 33,000 volts under normal conditions, subject, however, to the percentage variation allowed by the Authority;
nn)	"Independent Power Producer (IPP)" means	a generating company not owned/ controlled by the Central/State Government;
oo)	"Indian Electricity Grid Code (IEGC) or Grid Code" means	these regulations specifying the philosophy and the responsibilities for planning and operation of Indian power system ;
pp)	"Inter-State Generating Station (ISGS)" means	a Central generating station or other generating station, in which two or more states have Shares;
qq)	"Inter State Transmission System (ISTS)" means	i) Any system for the conveyance of electricity by means of a main transmission line from the territory of one State to another State ii) The conveyance of electricity across the territory of an intervening State as well as conveyance within the State which is incidental to such inter-state transmission of energy iii) The transmission of electricity within the territory of State on a system built, owned, operated, maintained or controlled by CTU;
rr)	"Licensee" means	a person who has been granted a license under Section 14 of the Act;
ss)	"Load" means	the MW/MWh /MVAR/MVARh consumed by a utility/ installation;
tt)	"Long –term Access" means	the right to use the inter-State transmission system for a period exceeding 12 years but not exceeding 25 years;
uu)	"Long-term customer" means	a person who has been granted long-term access and includes a person who has been allocated central sector generation that is electricity supply from a generating station owned or controlled by the Central Government;
vv)	"Maximum Continuous Rating (MCR)" means	the maximum continuous output in MW at the generator terminals guaranteed by the manufacturer at rated parameters;
ww)	"Medium-term Open Access" means	the right to use the inter- State transmission system for a period exceeding 3 months but not exceeding 3 years;

xx)	"Medium-term customer" means	a person who has been granted medium-term open access;
yy)	"National Grid" means	the entire inter-connected electric power network of the country;
zz)	"Net Drawal Schedule" means	the drawal schedule of a Regional Entity after deducting the apportioned transmission losses (estimated);
aaa)	"NLDC" means	the Centre established under sub-section (1) of Section 26 of the Act;
bbb)	"Operation" means	a scheduled or planned action relating to the operation of a System;
ccc)	"Operation Co-ordination Sub-Committee (OCC)" means	a sub-committee of RPC with members from all the regional entities which decides the operational aspects of the Regional Grid;
ddd)	"Operating range" means	the operating range of frequency and voltage as specified under the operating code (Part-5);
eee)	"Pool Account" means	regional account for (i) payments regarding unscheduled-interchanges (UI Account) or (ii) reactive energy exchanges (Reactive Energy Account) (iii) Congestion Charge (iv) Renewable Regulatory charge, as the case may be;
fff)	"POWERGRID" means	Power Grid Corporation of India Limited which has been notified as CTU.
ggg)	"Power Exchange" means	the power exchange which has been granted registration in accordance with CERC (Power Market Regulations), 2010 as amended from time to time;
hhh)	"Power System" means	all aspects of generation, transmission, distribution and supply of electricity and includes one or more of the following, namely: (a) generating stations; (b) transmission or main transmission lines; (c) sub-stations; (d) tie-lines; (e) load despatch activities; (f) mains or distribution mains; (g) electric supply lines; (h) overhead lines; (i) service lines; (j) works;

- iii) "Protection Co-ordination Sub-Committee" means a sub-committee of RPC with members from all the regional entities which decides on the protection aspects of the Regional Grid;
- jjj) "Reactor" means an electrical facility specifically designed to absorb Reactive Power;
- kkk) "Regional Entity" means such persons who are in the RLDC control area and whose metering and energy accounting is done at the regional level;
- III) "Regional Power Committee (RPC)" means a Committee established by resolution by the Central Government for a specific region for facilitating the integrated operation of the power systems in that region;
- mmm) "RPC Secretariat" means the Secretariat of the RPC.
- nnn) "Regional Energy Account (REA)" means a regional energy account prepared on monthly basis by the RPC Secretariat for the billing and settlement of 'Capacity Charge', 'Energy Charge' and transmission charges;
- ooo) "Regional Grid" means the entire synchronously connected electric power network of the concerned Region;
- ppp) "Regional Load Despatch Centre (RLDC)" means the Centre established under sub-section (1) of Section 27 of the Act;
- qqq) "Share" means percentage share of a beneficiary in an ISGS either notified by Government of India or agreed through contracts and implemented through long term access;
- rrr) "Short-term Open Access" means open access for a period up to one (1) month at one time;
- sss) "Spinning Reserve" means part loaded generating capacity with some reserve margin that is synchronized to the system and is ready to provide increased generation at short notice pursuant to despatch instruction or instantaneously in response to a frequency drop;
- ttt) "Standing Committee for Transmission Planning" means a Committee constituted by the CEA to discuss, review and finalise the proposals for expansion or modification in the ISTS and associated intra-state systems;
- uuu) "SEB" means State Electricity Board which term includes State Electricity Department;
- vvv) "SERC" means State Electricity Regulatory Commission
- www) "State Load Despatch Centre (SLDC)" means the Centre established under subsection (1) of Section 31 of the Act;
- xxx) "State Transmission Utility (STU)" means the Board or the Government Company specified as such by the State Government under sub-section (1) of Section 39 of the Act;

yyy)	"Static VAR Compensator (SVC)" means	an electrical facility designed for the purpose of generating or absorbing Reactive Power;
zzz)	"Technical Co-ordination Committee (TCC)" means	the committee set up by RPC to coordinate the technical and commercial aspects of the operation of the regional grid;
aaaa)	"Time Block" means	block of 15 minutes each for which Special Energy Meters record values of specified electrical parameters with first time block starting at 00.00 Hrs;
bbbb)	"Total Transfer Capability (TTC)" means	the amount of electric power that can be transferred reliably over the inter-control area transmission system under a given set of operating conditions considering the effect of occurrence of the worst credible contingency;
cccc)	"Transmission License" means	a License granted under Section 14 of the Act to transmit electricity;
dddd)	"Transmission Planning Criteria" means	the policy, standards and guidelines issued by the CEA for the planning and design of the Transmission system;
eeee)	"Transmission Reliability Margin (TRM)" means	the amount of margin kept in the total transfer capability necessary to ensure that the interconnected transmission network is secure under a reasonable range of uncertainties in system conditions;
ffff)	"Unscheduled Interchange (UI)" means	in a time block for a generating station or a seller means its total actual generation minus its total scheduled generation and for a beneficiary or buyer means its total actual drawal minus its total scheduled drawal;
gggg)	"User" means	a person such as a Generating Company including Captive Generating Plant or Transmission Licensee (other than the Central Transmission Utility and State Transmission utility) or Distribution Licensee or Bulk Consumer, whose electrical plant is connected to the ISTS at a voltage level 33kV and above;

(2) Words and expressions used in these regulations and not defined herein but defined in the Act shall have the meaning assigned to them under the Act.

**iii) Part 4: Connection Code**

This Part specifies minimum technical and design criteria to be complied with by STU, CTU and any User connected to the system or seeking connection to the ISTS, to maintain uniformity and quality across the system. This also includes procedure for connection to the ISTS

**iv) Part 5: Operating Code**

This Part describes the operational philosophy to maintain efficient, secure and reliable Grid Operation and contains the following sections.

**(a) Operating Philosophy****(b) System security aspects**

This section describes the general security aspects to be followed by generating companies and all Regional Entities, CTU, STU, and all other Users of the Grid.

**(c) Demand Estimation for operational purposes**

This section details the procedures to estimate the demand by the SEB/distribution licensees for their systems / SLDCs in their control area for the day/week/month/year ahead, which shall be used for operational planning.

**(d) Demand management**

This section identifies the methodology to be adopted for demand control by each SEB/SLDC/Distribution Licensee/bulk consumer depending on, overdrawal by the entity, frequency, voltage and transmission congestion, and any other requirement of grid security.

**(e) Periodic Reports**

This section provides various provisions for reporting of the operating parameters of the grid such as frequency profile etc.

**(f) Operational liaison**

This section sets out the requirement for the exchange of information in relation to normal operation and/or events in the grid.

**(g) Outage Planning**

This section indicates procedure for outage planning.

**(h) Recovery procedures**

This section contains the procedures to be adopted following a major grid disturbance, for black start and resynchronization of islands, etc.

**(i) Event Information**

This section indicates the procedure by which events are reported and the related information exchange requirements etc.

**v) Part 6: Scheduling and Despatch Code**

This section deals with the procedure to be adopted for scheduling and Despatch of generation of the Inter-State Generating Stations (ISGS) and scheduling for other transactions through long-term access, medium-term and short-term open access including complementary commercial mechanisms, on a day-ahead and intra-day basis with the process of the flow of information between the ISGS, National Load Despatch Centre (NLDC), Regional Load Despatch Centre (RLDC), Power Exchanges and the State Load Despatch Centres (SLDCs), and other concerned persons.

Most of the wind and solar energy sources are presently connected and in future are likely to be connected to the STU or the State's distribution utility. However, keeping in view the variable nature of generation from such sources and the effect such variability has on the inter-state grid, and in view of the large-scale integration of such sources into the grid envisaged in view of the Government of India's thrust on renewable sources of energy, scheduling of wind and solar energy sources has been incorporated in this Code.

**vi) Part 7: Miscellaneous  
Compliance Oversight**

1.5

(i) RLDCs shall report to the Commission instances of serious or repeated violation of any of the provisions of the IEGC and incidences of persistent non-compliance of the directions of the RLDCs issued in order to exercise supervision and control required for ensuring stability of grid operations and for achieving the maximum economy and efficiency in the operation of the power system in the region under its control.

(ii) The Regional Power Committee (RPC) in the region shall also continuously monitor the instances of non-compliance of the provisions of IEGC and try to sort out all operational issues and deliberate on the ways in which such cases of non-compliance are prevented in future by building consensus. The Member Secretary RPC may also report any issue that cannot be sorted out at the RPC forum to the Commission. The RPC shall also file monthly reports on status of UI payment and installation of capacitors by states vis-à-vis the requirement/targets, as decided in the RPC.

(iii) The Commission may initiate appropriate proceedings upon receipt of report of RPCs or RLDCs referred to in (i) and (ii) above respectively.

(iv) In case of non-compliance of any provisions of the IEGC by NLDC, RLDC, SLDC, RPC and any other person the matter may be reported by any person to the CERC through petition.

(v) Notwithstanding anything contained in these regulations, the Commission, may also take *suo-motu* action against any person, in case of non-compliance of any of the provisions of the IEGC.

## PART-2

### ROLE OF VARIOUS ORGANIZATIONS AND THEIR LINKAGES

#### 2.1 Introduction

2.1.1. This Part defines the functions of the various organizations involved in the field of grid operation and management and their organizational linkages so as to facilitate development and smooth operation of Regional Grids and National Grid at large so far as it relates to the IEGC.

#### 2.2. Role of NLDC

2.2.1 According to notification dated 2nd March 2005, by the Ministry of Power, Government of India, under Section 26(2) of the Act NLDC shall be the apex body to ensure integrated operation of the national power system and shall discharge the following functions. This would also include such other functions assigned by the Government of India through resolutions issued from time to time:

- (a) supervision over the Regional Load Despatch Centers.
- (b) scheduling and despatch of electricity over inter-regional links in accordance with Grid Standards specified by the Authority and Grid Code specified by Central Commission in coordination with Regional Load Despatch Centers.
- (c) coordination with Regional Load Despatch Centers for achieving maximum economy and efficiency in the operation of National Grid.
- (d) monitoring of operations and grid security of the National Grid.
- (e) supervision and control over the inter-regional links as shall be required for ensuring stability of the power system under its control.
- (f) coordination with Regional Power Committees for regional outage schedule in the national perspective to ensure optimal utilization of power resources.
- (g) coordination with Regional Load Despatch Centers for the energy accounting of inter-regional exchange of power.
- (h) coordination for restoration of synchronous operation of national grid with Regional Load Despatch Centers.
- (i) coordination for trans-national exchange of power.
- (j) providing operational feed back for national grid planning to the Authority and the Central Transmission Utility.

(k) levy and collection of such fee and charges from the generating companies or licensees involved in the power system, as shall be specified by the Central Commission.

(l) dissemination of information relating to operations of transmission system in accordance with directions or regulations issued by Central Electricity Regulatory Commission and the Central Government from time to time."

### 2.2.2 NLDC shall also carry out the following functions

- (i) NLDC shall be the nodal agency for collective transactions.
- (ii) NLDC would act as the Central control room in case of natural & man made emergency/disaster where it affects the power system operation.
- (iii) Any other function as may be assigned by the Commission by order or regulations from time to time.

### 2.3 Role of RLDC

2.3.1 According to sections 28 and 29 of Electricity Act, 2003, the functions of RLDCs are as follows:

- (1) The Regional Load Despatch Centre shall be the apex body to ensure integrated operation of the power system in the concerned region.
- (2) The Regional Load Despatch Centre shall comply with such principles, guidelines and methodologies in respect of wheeling and optimum scheduling and despatch of electricity as may be specified in the Grid Code.
- (3) The Regional Load Despatch Centre shall-
  - (a) be responsible for optimum scheduling and despatch of electricity within the region, in accordance with the contracts entered into with the licensees or the generating companies operating in the region;
  - (b) monitor grid operations;
  - (c) keep accounts of quantity of electricity transmitted through the regional grid;
  - (d) exercise supervision and control over the Inter-State transmission system ; and
  - (e) be responsible for carrying out real time operations for grid control and despatch of electricity within the region through secure and economic operation of the regional grid in accordance with the Grid Standards and the Grid Code.
- (4) The Regional Load Despatch Centre may give such directions and exercise such supervision and control as may be required for ensuring stability of grid operations and for achieving the maximum economy and efficiency in the operation of the power system in the region under its control.

- (5) Every licensee, generating company, generating station, sub-station and any other person connected with the operation of the power system shall comply with the directions issued by the Regional Load Despatch Centers.
- (6) All directions issued by the Regional Load Despatch Centers to any transmission licensee of State transmission lines or any other licensee of the State or generating company (other than those connected to inter-State transmission system) or sub-station in the State shall be issued through the State Load Despatch Centre and the State Load Despatch Centers shall ensure that such directions are duly complied with by the licensee or generating company or sub-station.
- (7) If any dispute arises with reference to the quality of electricity or safe, secure and integrated operation of the regional grid or in relation to any direction given by the Regional Load Despatch Centre, it shall be referred to Central Commission for decision. However, pending the decision of the Central Commission, the directions of the Regional Load Despatch Centre shall be complied with by the State Load Despatch Centre or the licensee or the generating company, as the case may be.

#### 2.3.2 The following are contemplated as exclusive functions of RLDCs

- (a) System operation and control including inter-state transfer of power, covering contingency analysis and operational planning on real time basis;
- (b) Scheduling / re-scheduling of generation;
- (c) System restoration following grid disturbances;
- (d) Metering and data collection;
- (e) Compiling and furnishing data pertaining to system operation;
- (f) Operation of regional UI pool account, regional reactive energy account and Congestion Charge Account, provided that such functions will be undertaken by any entity(ies) other than RLDCs if the Commission so directs.
- (g) Operation of ancillary services

#### 2.3.3 In cases of Short-term Open access bilateral transaction in Inter-state Transmission, the Regional Load Despatch Centre of the region where point of drawal of electricity is situated, shall be the nodal agency for the short-term open access. The procedure and modalities in regard to short-term Open Access shall be in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Open Access in Inter-state Transmission) Regulations, 2008, as amended from time to time.

#### 2.4 Role of RPC

##### 2.4.1 In accordance with the Electricity Act, 2003, RPCs have been constituted by the Central Government for the specified Region(s) for facilitating the integrated operation of the power system in the Region. The Secretariat of the RPC is headed by the Member Secretary, who is appointed by

the Central Electricity Authority (CEA), together with the other staff for the RPC Secretariat. Under section 29(4) of the Electricity Act, 2003, the Regional Power Committee in the region may, from time to time, agree on matters concerning the stability and smooth operation of the integrated grid and economy and efficiency in the operation of the power system in that region.

**2.4.2** The following functions which go to facilitate the stability and smooth operation of the systems are identified for the RPC:

- (a) To undertake Regional Level operation analysis for improving grid performance.
- (b) To facilitate inter-state/inter-regional transfer of power.
- (c) To facilitate all functions of planning relating to inter-state/ intra-state transmission system with CTU/STU.
- (d) To coordinate planning of maintenance of generating machines of various generating companies of the region including those of interstate generating companies supplying electricity to the Region on annual basis and also to undertake review of maintenance programmed on monthly basis.
- (e) To undertake planning of outage of transmission system on annual / monthly basis.
- (f) To undertake operational planning studies including protection studies for stable operation of the grid.
- (g) To undertake planning for maintaining proper voltages through review of reactive compensation requirement through system study committee and monitoring of installed capacitors.
- (h) To evolve consensus on all issues relating to economy and efficiency in the operation of power system in the region.

**2.4.3** The decisions of RPC, arrived at by consensus regarding operation of the regional grid and scheduling and despatch of electricity, if not inconsistent with the provisions of IEGC / CERC Regulations, shall be followed by the concerned RLDC/SLDC/CTU/STU and Users, subject to directions of the Central Commission, if any.

**2.4.4** Member Secretary, RPC shall, certify transmission system availability factor for regional AC and HVDC transmission systems separately for the purpose of payment of transmission charges:

**2.4.5** RPC Secretariat or any other person as notified by the Commission from time to time, shall prepare monthly Regional Energy Account (REA), weekly unscheduled interchange account, reactive energy account, and congestion charge account, based on data provided by RLDC, and renewable regulatory charge account based on data provided by SLDC/RLDC of the State/Region in which the wind generator is located and any other charges specified by the Commission for the purpose of billing and payments of various charges.

## 2.5 Role of CTU

**2.5.1** In accordance with the section 38 of Electricity Act, 2003, the functions of the Central Transmission Utility (CTU) shall be –

- (1) (a) to undertake transmission of electricity through inter-State transmission system;
- (b) to discharge all functions of planning and co-ordination relating to inter-State transmission system with—
- i) State Transmission Utilities
  - ii) Central Government;
  - iii) State Governments;
  - iv) Generating companies;
  - v) Regional Power Committees;
  - vi) Authority;
  - vii) Licensees;
  - viii) Any other person notified by the Central Government in this behalf;
- (c) to ensure development of an efficient, co-ordinated and economical system of inter-State transmission lines for smooth flow of electricity from generating stations to the load centers;
- (d) to provide non-discriminatory open access to its transmission system for use by—
- i) any licensee or generating company on payment of the transmission charges; or
  - ii) any consumer and when such open access is provided by the State Commission under sub-section (2) of section 42 of the Act, on payment of the transmission charges and a surcharge thereon, as may be specified by the Central Commission.
- (2) Until a Government company or authority or corporation is notified by the Central Government, the Central Transmission Utility shall operate the Regional Load Despatch Centre.

**2.5.2** CTU shall not engage in the business of generation of electricity or trading in electricity.

**2.5.3** In case of Inter-state Transmission System, Central Transmission Utility shall be the nodal agency for the connectivity, long-term access and medium-term open access. The procedure formulated by CTU and approved by CERC and modalities in regard to connectivity, long-term access and medium-term open access shall be in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-State Transmission and related matters) Regulations, 2009, as amended from time to time.

## **2.6 Role of CEA**

**2.6.1** According to the section 73 of Electricity Act, 2003, the functions of CEA as relevant to IEGC are as under:

- (1) (i) CEA shall formulate short-term and perspective plans for development of the electricity system and co-ordinate the activities of the planning agencies for the optimal utilization of resources to subserve the interests of the national economy and to provide reliable and affordable electricity for all consumers. -  
(ii) to specify the technical standards for construction of electrical plants, electric lines and connectivity to the grid ;  
(iii) to specify the safety requirements for construction, operation and maintenance of electrical plants and electric lines;  
(iv) to specify the Grid Standards for operation and maintenance of transmission lines; and,  
(v) to specify the conditions for installation of meters for transmission and supply of electricity.  
(vi) to promote and assist in the timely completion of schemes and projects for improving and augmenting the electricity system;  
(vii) to collect and record the data concerning the generation, transmission, trading, distribution and utilisation of electricity and carry out studies relating to cost, efficiency, competitiveness and such like matters;  
(viii) to carry out, or cause to be carried out, any investigation for the purposes of generating or transmitting or distributing electricity.
- (2) CEA shall prepare a National Electricity Plan in accordance with the National Electricity Policy published by the Central Government under the provisions of section 3(1) of Electricity Act, 2003. The CEA shall notify the National Electricity Plan once in five years.

## 2.7 Role of SLDC

2.7.1 In accordance with section 32 of Electricity Act, 2003, the State Load Despatch Centre (SLDC) shall have following functions:

- (1) The State Load Despatch Centre shall be the apex body to ensure integrated operation of the power system in a State.
- (2) The State Load Despatch Centre shall -
  - (a) be responsible for optimum scheduling and despatch of electricity within a State, in accordance with the contracts entered into with the licensees or the generating companies operating in that State;
  - (b) monitor grid operations;
  - (c) keep accounts of the quantity of electricity transmitted through the State grid;
  - (d) exercise supervision and control over the intra-State transmission system; and
  - (e) be responsible for carrying out real time operations for grid control and despatch of electricity within the State through secure and economic operation of the State grid in accordance with the Grid Standards and the State Grid Code.

2.7.2 In accordance with section 33 of the Electricity Act, 2003, the State Load Despatch Centre in a State may give such directions and exercise such

supervision and control as may be required for ensuring the integrated grid operations and for achieving the maximum economy and efficiency in the operation of power system in that State. Every licensee, generating company, generating station, sub-station and any other person connected with the operation of the power system shall comply with the directions issued by the State Load Despatch Centre under sub-section (1) of Section 33 of the Electricity Act, 2003.

The State Load Despatch Centre shall comply with the directions of the Regional Load Despatch Centre.

- 2.7.3 In case of inter-state bilateral and collective short-term open access transactions having a state utility or an intra-state entity as a buyer or a seller, SLDC shall accord concurrence or no objection or a prior standing clearance, as the case may be, in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Open Access in inter-state Transmission) Regulations, 2008, amended from time to time.

## 2.8. Role of STU

- 2.8.1 Section 39 of the Electricity Act, 2003, outlines that the functions of the State Transmission Utility (STU) shall be –

- (1) (a) to undertake transmission of electricity through intra-State transmission system;
- (b) to discharge all functions of planning and co-ordination relating to intra-state transmission system with-
  - i) Central Transmission Utility;
  - ii) State Governments;
  - iii) generating companies;
  - iv) Regional Power Committees;
  - v) Authority;
  - vi) licensees;
  - vii) any other person notified by the State in this behalf;
- (c) to ensure development of an efficient, co-ordinated and economical system of intra-State transmission lines for smooth flow of electricity from a generating station to the load centers;
- (d) to provide non-discriminatory open access to its transmission system for use by -
  - (i) any licensee or generating company on payment of the transmission charges; or
  - (ii) any consumer as and when such open access is provided by the State Commission under sub-section (2) of section 42 of the Act, on payment of the transmission charges and a surcharge thereon, as may be specified by the State Commission .
- (2) Until a Government company or any authority or corporation is notified by the State Government, the State Transmission Utility shall operate the State Load Despatch Centre.

## PART – 3

### PLANNING CODE FOR INTER-STATE TRANSMISSION

This Part comprises various aspects of Planning relating to Inter-State transmission systems.

#### 3.1 Introduction

- i) In accordance with Section 38(2)(b) of Electricity Act, 2003, the Central Transmission Utility (CTU) shall discharge all functions of planning and co-ordination relating to inter-State transmission system in coordination with State Transmission Utility, Central Government, State Governments, Generating Companies, Regional Power Committees, Central Electricity Authority (CEA), licensees and any other person notified by the Central Government in this behalf.
- ii) In accordance with Section 38(2)(d) of Electricity Act, 2003, the Central Transmission Utility (CTU) shall inter-alia provide non-discriminatory open access to its transmission system for use by
  - (a) any licensee or generating company on payment of the transmission charges; or
  - (b) any consumer as and when such open access is provided by the State Commission under sub-section (2) of Section 42, on payment of the transmission charges and a surcharge thereon, as may be specified by the Central Commission.
- iii) Similarly, in accordance with Section 39(2)(b) of Electricity Act, 2003, the State Transmission Utilities (STUs) shall discharge all functions of planning and coordination relating to intra-State transmission system with Central Transmission Utility, State Governments, Generating Companies, Regional Power Committees, Central Electricity Authority (CEA), licensees and any other person notified by the State Government in this behalf.
- iv) In accordance with Section 39(2)(d) of Electricity Act, 2003, the State Transmission Utility (STU) shall inter-alia provide non-discriminatory open access to its transmission system for use by –
  - (a) any licensee or generating company on payment of the transmission charges; or
  - (b) any consumer as and when such open access is provided by the State Commission under sub-section (2) of Section 42, on payment of the transmission charges and a surcharge thereon, as may be specified by the State Commission.

- v) In accordance with Section 40 of Electricity Act, 2003, the transmission licensee shall inter-alia provide non-discriminatory open access to its transmission system for use by
  - (a) any licensee or generating company on payment of the transmission charges; or
  - (b) any consumer as and when such open access is provided by the State Commission under sub-section (2) of Section 42, on payment of the transmission charges and a surcharge thereon, as may be specified by the State Commission.
- vi) In accordance with Section 3 (4) of Electricity Act, 2003, CEA shall inter-alia prepare a National Electricity Plan in accordance with the National Electricity Policy and notify such plan once in five (5) years. In accordance with Section 3 (5) of Electricity Act, 2003, CEA may review or revise the National Electricity Plan in accordance with the National Electricity Policy.
- vii) In accordance with Section 73 (a) of Electricity Act, 2003, CEA is responsible to advise the Central Government on the matters relating to the National Electricity Policy, formulate short-term and perspective plans for development of the electricity system and co-ordinate the activities of planning agencies for optimal utilization of resources to subserve the interests of the national economy and to provide reliable and affordable electricity for all consumers.
- viii) The Planning Code specifies the philosophy and procedures to be applied in planning of National Grid, Regional Grids and Inter Regional links.

### **3.2 Objective**

The objectives of Planning Code are as follows:

- (a) To specify the principles, procedures and criteria which shall be used in the planning and development of the ISTS and inter regional links.
- (b) To promote co-ordination amongst all Users, STU/SLDC and CTU/RLDC, NLDC, RPC and CEA in any proposed development of the ISTS.
- (c) To provide methodology and information exchange amongst Users, STU/SLDC and CTU/RLDC, RPC, NLDC and CEA in the planning and development of the ISTS.

### **3.3 Scope**

The Planning Code applies to CTU, other Transmission licensees, Inter-State Generating Station (ISGS), connected to and/or using and involved in developing the ISTS. This Planning Code also applies to Generating Companies, IPPs, SEBs/STUs and licensees, regarding generation and/or transmission of energy to/from the ISTS.

### 3.4 Planning Philosophy

- (a) CEA would formulate perspective transmission plan for inter-State transmission system as well as intra-State transmission system. These perspective transmission plans would be continuously updated to take care of the revisions in load projections and generation scenarios considering the seasonal and the time of the day variations. In formulating perspective transmission plan the transmission requirement for evacuating power from renewable energy sources shall also be taken care of. The transmission system required for open access shall also be taken into account in accordance with National Electricity Policy so that congestion in system operation is minimized.
- (b) The CTU shall carry out planning process from time to time as per the requirement for identification of inter-State transmission system, including transmission system associated with Generation Projects, regional and inter-regional system strengthening schemes which shall fit in with the perspective plan developed by CEA. While planning schemes, the following shall be considered in addition to the data of authenticated nature collected from and in consultation with users by CTU:
- i) Perspective plan formulated by CEA.
  - ii) Electric Power Survey of India published by the CEA.
  - iii) Transmission Planning Criteria and guidelines issued by the CEA
  - iv) Operational feedback from RPCs
  - v) Operational feedback from NLDC/RLDC/SLDC
  - vi) Central Electricity Regulatory Commission ( Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-state Transmission and related matters) Regulations ,2009.
  - vii) Renewable capacity addition plan issued by Ministry of New and Renewable Energy Sources ( MNRES), Govt of India.
- (c) In addition to the inter-State transmission system, the CTU shall plan, from time to time, system strengthening schemes, need of which may arise to overcome the constraints in power transfer and to improve the overall performance of the grid. The inter-state transmission proposals including system strengthening scheme identified on the basis of the planning studies would be discussed, reviewed and finalized in the meetings of Regional Standing Committees for Transmission Planning constituted by CEA, in consultation with the Regional Entities, RPC, CEA, NLDC and the RLDC and action may be taken by CTU on the basis of Power Purchase Agreements (PPAs) signed with the

beneficiaries . In case of associated transmission system where all PPAs have not yet been signed, and where agreement could not be reached in respect of system strengthening schemes, the CTU may approach CERC for the regulatory approval in accordance with Central Electricity Regulatory Commission (Grant of Regulatory Approval for Capital Investment to CTU for execution of Inter-State Transmission Scheme) Regulations, as and when they come into force .

- (d) All , STUs and Users will supply to the CTU, the desired planning data from time to time to enable to formulate and finalize its plan.
- (e) As voltage management plays an important role in inter-state transmission of energy, special attention shall be accorded, by CTU, for planning of capacitors, reactors, SVC and Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS), etc. Similar exercise shall be done by STU for intra-State transmission system to optimize the utilisation of the integrated transmission network.
- (f) Based on Plans prepared by the CTU, State Transmission Utilities (STU) shall have to plan their systems to further evacuate power from the ISTS and to optimize the use of integrated transmission network.
- (g) In case Long Term Access Applications require any strengthening in the intra-State transmission system to absorb/evacuate power beyond ISTS, the applicant shall coordinate with the concerned STU. STU shall augment the intra-state transmission system in a reasonable time to facilitate the interchange of such power.
- (h) The Inter-State Transmission System and associated intra-State transmission system are complementary and inter-dependent and planning of one affects the other's planning and performance. Therefore, the associated intra-State transmission system shall also be discussed and reviewed before implementation during the discussion for finalizing ISTS proposal indicated at 3.4 (b) above.

### **3.5 Planning Criterion**

#### **General Philosophy**

- (a) The planning criterion are based on the security philosophy on which the ISTS has been planned. The security philosophy may be as per the Transmission Planning Criteria and other guidelines as given by CEA. The general policy shall be as detailed below:
- i) As a general rule, the ISTS shall be capable of withstanding and be secured against the following contingency outages
  - a. without necessitating load shedding or rescheduling of generation during Steady State Operation:
    - Outage of a 132 kV D/C line or,
    - Outage of a 220 kV D/C line or,
    - Outage of a 400 kV S/C line or,

### 3.4 Planning Philosophy

- (a) CEA would formulate perspective transmission plan for inter-State transmission system as well as intra-State transmission system. These perspective transmission plans would be continuously updated to take care of the revisions in load projections and generation scenarios considering the seasonal and the time of the day variations. In formulating perspective transmission plan the transmission requirement for evacuating power from renewable energy sources shall also be taken care of. The transmission system required for open access shall also be taken into account in accordance with National Electricity Policy so that congestion in system operation is minimized.
- (b) The CTU shall carry out planning process from time to time as per the requirement for identification of inter-State transmission system including transmission system associated with Generation Projects, regional and inter-regional system strengthening schemes which shall fit in with the perspective plan developed by CEA. While planning schemes, the following shall be considered in addition to the data of authenticated nature collected from and in consultation with users by CTU:
- i) Perspective plan formulated by CEA.
  - ii) Electric Power Survey of India published by the CEA.
  - iii) Transmission Planning Criteria and guidelines issued by the CEA
  - iv) Operational feedback from RPCs
  - v) Operational feedback from NLDC/RLDC/SLDC
  - vi) Central Electricity Regulatory Commission ( Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-state Transmission and related matters) Regulations ,2009.
  - vii) Renewable capacity addition plan issued by Ministry of New and Renewable Energy Sources ( MNRES), Govt of India.
- (c) In addition to the inter-State transmission system, the CTU shall plan, from time to time, system strengthening schemes, need of which may arise to overcome the constraints in power transfer and to improve the overall performance of the grid. The inter-state transmission proposals including system strengthening scheme identified on the basis of the planning studies would be discussed, reviewed and finalized in the meetings of Regional Standing Committees for Transmission Planning constituted by CEA, in consultation with the Regional Entities, RPC, CEA, NLDC and the RLDC and action may be taken by CTU on the basis of Power Purchase Agreements (PPAs) signed with the

beneficiaries . In case of associated transmission system where all PPAs have not yet been signed, and where agreement could not be reached in respect of system strengthening schemes, the CTU may approach CERC for the regulatory approval in accordance with Central Electricity Regulatory Commission (Grant of Regulatory Approval for Capital Investment to CTU for execution of Inter-State Transmission Scheme) Regulations, as and when they come into force .

- (d) All , STUs and Users will supply to the CTU, the desired planning data from time to time to enable to formulate and finalize its plan.
- (e) As voltage management plays an important role in inter-state transmission of energy, special attention shall be accorded, by CTU, for planning of capacitors, reactors, SVC and Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS), etc. Similar exercise shall be done by STU for intra-State transmission system to optimize the utilisation of the integrated transmission network.
- (f) Based on Plans prepared by the CTU, State Transmission Utilities (STU) shall have to plan their systems to further evacuate power from the ISTS and to optimize the use of integrated transmission network.
- (g) In case Long Term Access Applications require any strengthening in the intra-State transmission system to absorb/evacuate power beyond ISTS, the applicant shall coordinate with the concerned STU. STU shall augment the intra-state transmission system in a reasonable time to facilitate the interchange of such power.
- (h) The Inter-State Transmission System and associated intra-State transmission system are complementary and inter-dependent and planning of one affects the other's planning and performance. Therefore, the associated intra-State transmission system shall also be discussed and reviewed before implementation during the discussion for finalizing ISTS proposal indicated at 3.4 (b) above.

### **3.5 Planning Criterion**

#### **General Philosophy**

- (a) The planning criterion are based on the security philosophy on which the ISTS has been planned. The security philosophy may be as per the Transmission Planning Criteria and other guidelines as given by CEA. The general policy shall be as detailed below:
  - i) As a general rule, the ISTS shall be capable of withstanding and be secured against the following contingency outages
    - a. without necessitating load shedding or rescheduling of generation during Steady State Operation:
      - Outage of a 132 kV D/C line or,
      - Outage of a 220 kV D/C line or,
      - Outage of a 400 kV S/C line or,

- Outage of single Interconnecting Transformer, or
- Outage of one pole of HVDC Bipole line, or one pole of HVDC back to back Station or
- Outage of 765 kV S/C line
- b. without necessitating load shedding but could be with rescheduling of generation during steady state operation-
  - Outage of a 400 kV S/C line with TCSC, or
  - Outage of a 400kV D/C line, or
  - Outage of both pole of HVDC Bipole line or both poles of HVDC back to back Station or
  - Outage of a 765kV S/C line with series compensation.
- ii) The above contingencies shall be considered assuming a pre-contingency system depletion (Planned outage) of another 220 kV D/C line or 400 kV S/C line in another corridor and not emanating from the same substation. The planning study would assume that all the Generating Units operate within their reactive capability curves and the network voltage profile are also maintained within voltage limits specified.
- (b) The ISTS shall be capable of withstanding the loss of most severe single system infeed without loss of stability.
- (c) Any one of these events defined above shall not cause:
  - i. Loss of supply
  - ii. Prolonged operation of the system frequency below and above specified limits.
  - iii. Unacceptable high or low voltage
  - iv. System instability
  - v. Unacceptable overloading of ISTS elements.
- (d) In all substations (132 kV and above), at least two transformers shall be provided.
- (e) CTU shall carry out planning studies for Reactive Power compensation of ISTS including reactive power compensation requirement at the generator's /bulk consumer's switchyard and for connectivity of new generator/ bulk consumer to the ISTS in accordance with Central Electricity Regulatory Commission ( Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in Inter-state Transmission and related matters) Regulations ,2009.
- (f) Suitable System Protection Schemes may be planned by NLDC/RLDC in consultation with CEA, CTU, RPC and the Regional Entities, either for enhancing transfer capability or to take care of contingencies beyond that indicated in a(i) above

### 3.6 Planning Data

- (a) Under this Planning Code, the Regional entities/STUs/State Generating Companies/IPPs/licensees are to supply data in accordance with the detailed

procedures mentioned in the Central Electricity Regulatory Commission (Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-state Transmission and related matters) Regulations ,2009..

### 3.7 Implementation of Transmission Plan

The actual program of implementation of transmission lines, Inter-connecting Transformers, reactors/capacitors and other transmission elements will be in accordance with the detailed procedures mentioned in the Central Electricity Regulatory Commission ( Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-state Transmission and related matters) Regulations ,2009.

## PART – 4

### CONNECTION CODE

#### 4.1 Introduction

CTU, STU and Users connected to, or seeking connection to ISTS shall comply with Central Electricity Authority (Technical Standards for connectivity to the Grid) Regulations, 2007 which specifies the minimum technical and design criteria and Central Electricity Regulatory Commission (Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-state Transmission and related matters) Regulations,2009.

#### 4.2 Objective

The objective of the code is as given below:

- a) To ensure the safe operation, integrity and reliability of the grid.
- b) That the basic rules for connectivity are complied with in order to treat all users in a non-discriminatory manner.
- c) Any new or modified connections, when established, shall neither suffer unacceptable effects due to its connectivity to the ISTS nor impose unacceptable effects on the system of any other connected User or STU.
- d) Any person seeking a new connection to the grid is required to be aware, in advance, of the procedure for connectivity to the ISTS and also the standards and conditions his system has to meet for being integrated into the grid.

#### **4.3 Scope**

The Connection code applies to CTU, STU and all Users connected to or seeking connection to the ISTS. The Connection code does not apply to Generating Units, transmission/distribution systems embedded in the intra-State systems, and not connected to the ISTS. However, such entities shall abide by the CEA (Technical Standards for connectivity to the Grid) Regulations, 2007, in order to ensure that the integrated grid is not adversely affected.

#### **4.4 Procedure for connection**

A User seeking to establish new or modified arrangement of connection to or for use of ISTS, shall submit an application on standard format to CTU in accordance with Central Electricity Regulatory Commission (Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-state Transmission and related matters) Regulations, 2009.

The CTU shall process the application for grant of connectivity in accordance with these regulations.

#### **4.5 Connection Agreement**

A Connection agreement shall be signed by the applicant in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-state Transmission and related matters) Regulations, 2009.

#### **4.6 Important Technical Requirements for Connectivity to the Grid**

##### **4.6.1 Reactive Power Compensation**

- a) Reactive Power compensation and/or other facilities, shall be provided by STUs, and Users connected to ISTS as far as possible in the low voltage systems close to the load points thereby avoiding the need for exchange of Reactive Power to/from ISTS and to maintain ISTS voltage within the specified range.
- b) The person already connected to the grid shall also provide additional reactive compensation as per the quantum and time frame decided by respective RPC in consultation with RLDC. The Users and STUs shall provide information to RPC and RLDC regarding the installation and healthiness of the reactive compensation equipment on regular basis. RPC shall regularly monitor the status in this regard.

##### **4.6.2 Data and Communication Facilities**

Reliable and efficient speech and data communication systems shall be provided to facilitate necessary communication and data exchange, and

supervision/control of the grid by the RLDC, under normal and abnormal conditions. All Users, STUs and CTU shall provide Systems to telemeter power system parameter such as flow, voltage and status of switches/ transformer taps etc. in line with interface requirements and other guideline made available by RLDC. The associated communication system to facilitate data flow up to appropriate data collection point on CTU's system, shall also be established by the concerned User or STU as specified by CTU in the Connection Agreement. All Users/STUs in coordination with CTU shall provide the required facilities at their respective ends as specified in the Connection Agreement.

#### **4.6.3 System Recording Instruments**

Recording instruments such as Data Acquisition System/Disturbance Recorder/Event Logging Facilities/Fault Locator (including time synchronization equipment) shall be provided and shall always be kept in working condition in the ISTS for recording of dynamic performance of the system. All Users, STUs and CTU shall provide all the requisite recording instruments and shall always keep them in working condition.

#### **4.6.4 Responsibilities for safety**

CTU/STU and the concerned Users shall be responsible for safety in accordance with Central Electricity Authority (Technical Standards for connectivity to the Grid) Regulations, 2007 , Central Electricity Regulatory Commission (Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-state Transmission and related matters) Regulations,2009 and CEA (Safety Requirements for construction, operation and maintenance of electrical and electric lines) Regulations, 2008..

#### **4.6.5 Cyber Security**

All utilities shall have in place, a cyber security framework to identify the critical cyber assets and protect them so as to support reliable operation of the grid.

#### **4.7 International Connections to ISTS**

The procedure for international Connection to ISTS and the execution of agreement for the same shall be determined by CTU in consultation with CEA and Ministry of Power (MOP).

#### **4.8 Schedule of assets of Regional Grid**

CTU and other transmission licensees granted license by CERC shall submit annually to CERC by 30<sup>th</sup> September each year a schedule of transmission assets, which constitute the Regional Grid as on 31<sup>st</sup> March of that year indicating ownership on which RLDC has operational control and responsibility.

**PART-5****OPERATING CODE****5.1 Operating philosophy.**

- (a) The primary objective of integrated operation of the National/Regional grids is to enhance the overall operational reliability and economy of the entire electric power network spread over the geographical area of the interconnected system. Participant utilities shall cooperate with each other and adopt Good Utility Practice at all times for satisfactory and beneficial operation of the National/Regional grid.
- (b) Overall operation of the National / inter-regional grid shall be supervised from the National Load Despatch Centre (NLDC). Operation of the Regional grid shall be supervised from the Regional Load Despatch Centre (RLDC). The roles of NLDC, RLDC, RPC and SLDC shall be in accordance with the provisions made in Part-2 of the IEGC.
- (c) All persons shall comply with this Operating Code, for deriving maximum benefits from the integrated operation and for equitable sharing of obligations.
- (d) All licensees, generating company, generating station and any other person connected with the operation power system shall comply with the directions issued by the respective RLDC /SLDC to ensure integrated grid operation and for achieving the maximum economy and efficiency in the operation of the power system.
- (e) A set of detailed operating procedures for the National grid shall be developed and maintained by the NLDC in consultation with the RLDCs, for guidance of the staff of the NLDC and it shall be consistent with IEGC to enable compliance with the requirement of this IEGC.
- (f) A set of detailed operating procedures for each regional grid shall be developed and maintained by the respective RLDC in consultation with the regional entities for guidance of the staff of RLDC. and shall be consistent with IEGC to enable compliance with the requirement of this IEGC.
- (g) A set of detailed operating procedures for each state grid shall be developed and maintained by the respective SLDC in consultation with the concerned persons for guidance of the staff of SLDC. and shall be consistent with IEGC to facilitate compliance with the requirement of this IEGC.

- h) The control rooms of the NLDC, RLDC, all SLDCs, power plants, substation of 132 kV and above, and any other control centers of all regional entities shall be manned round the clock by qualified and adequately trained personnel. Training requirements may be notified by the Commission from time to time, by orders.

## 5.2 System Security Aspects

- (a) All Users, CTU and STUs shall endeavor to operate their respective power systems and power stations in an integrated manner at all times
- (b) No part of the grid shall be deliberately isolated from the rest of the National/Regional grid, except (i) under an emergency, and conditions in which such isolation would prevent a total grid collapse and/or would enable early restoration of power supply, (ii) for safety of human life (iii) when serious damage to a costly equipment is imminent and such isolation would prevent it, (iv) when such isolation is specifically instructed by RLDC. Complete synchronization of grid shall be restored as soon as the conditions again permit it. The restoration process shall be supervised by RLDC, in co-ordination with NLDC /SLDC in accordance with operating procedures separately formulated NLDC/RLDC.
- (c) No important element of the National/Regional grid shall be deliberately opened or removed from service at any time, except when specifically instructed by RLDC or with specific and prior clearance of RLDC. The list of such important grid elements on which the above stipulations apply shall be prepared by the RLDC in consultation with the concerned Users, CTU and STUs, and be available at the websites of NLDC/RLDC/SLDCs. In case of opening/removal of any important element of the grid under an emergency situation, the same shall be communicated to RLDC at the earliest possible time after the event. RLDC shall inform the opening/removal of the important elements of the regional grid, to NLDC, and to the concerned Regional Entities (whose grid would be affected by it) as specified in the detailed operating procedure by NLDC.
- (d) Any tripping, whether manual or automatic, of any of the above elements of Regional grid shall be precisely intimated by the concerned SLDC/CTU/User to RLDC as soon as possible, say within ten minutes of the event. The reason (to the extent determined) and the likely time of restoration shall also be intimated. All reasonable attempts shall be made for the elements' restoration as soon as possible. RLDC shall inform the tripping of the important elements of the regional grid, to NLDC,

and to the concerned Regional Entities (whose grid would be affected by it) as specified in the detailed operating procedure by NLDC.

- (e) Any prolonged outage of power system elements of any User/CTU/STU, which is causing or likely to cause danger to the grid or sub-optimal operation of the grid shall regularly be monitored by RLDC. RLBC shall report such outages to RPC. RPC shall finalise action plan and give instructions to restore such elements in a specified time period.
  
- (f) All thermal generating units of 200 MW and above and all hydro units of 10 MW and above, which are synchronized with the grid, irrespective of their ownership, shall have their governors in operation at all times in accordance with the following provisions:

#### **Governor Action**

- i) Following Thermal and hydro (except those with upto three hours pondage) generating units shall be operated under restricted governor mode of operation with effect from the date given below:
  - a) Thermal generating units of 200 MW and above,
    - 1) Software based Electro Hydraulic Governor (EHG) system : 01.08.2010
    - 2) Hardware based EHG system 01.08.2010
  - b) Hydro units of 10 MW and above 01.08.2010
- ii) The restricted governor mode of operation shall essentially have the following features:
  - a) There should not be any reduction in generation in case of improvement in grid frequency below 50.2 Hz. (for example if grid frequency changes from 49.3 to 49.4 Hz. then there shall not be any reduction in generation). Whereas for any fall in grid frequency, generation from the unit should increase by 5% limited to 105 % of the MCR of the unit subject to machine capability.
  - b) Ripple filter of +/- 0.03 Hz. shall be provided so that small changes in frequency are ignored for load correction, in order to prevent governor hunting.

c) If any of these generating units is required to be operated without its governor in operation as specified above, the RLDC shall be immediately advised about the reason and duration of such operation. All governors shall have a droop setting of between 3% and 6%.

d) After stabilisation of frequency around 50 Hz, the CERC may review the above provision regarding the restricted governor mode of operation and free governor mode of operation may be introduced.

iii) All other generating units including the pondage upto 3 hours Gas turbine/Combined Cycle Power Plants, wind and solar generators and Nuclear Power Stations shall be exempted from Sections 5.2 (f), 5.2 (g), 5.2 (h) and ,5.2(i) till the Commission reviews the situation.

- (g) Facilities available with/in load limiters, Automatic Turbine Run-up System (ATRS), Turbine supervisory control, coordinated control system, etc., shall not be used to suppress the normal governor action in any manner and no dead bands and/or time delays shall be deliberately introduced except as specified in para 5.2(f) above.
- (h) All thermal generating units of 200 MW and above and all hydro units of 10 MW and above operating at or up to 100% of their Maximum Continuous Rating (MCR) shall normally be capable of (and shall not in any way be prevented from) instantaneously picking up to 105% and 110% of their MCR , respectively, when frequency falls suddenly. After an increase in generation as above, a generating unit may ramp back to the original level at a rate of about one percent (1%) per minute, in case continued operation at the increased level is not sustainable. Any generating unit not complying with the above requirements, shall be kept in operation (synchronized with the Regional grid) only after obtaining the permission of RLDC.
- (i) The recommended rate for changing the governor setting, i.e., supplementary control for increasing or decreasing the output (generation level) for all generating units, irrespective of their type and size, would be one (1.0) per cent per minute or as per manufacturer's limits. However, if frequency falls below 49.7Hz, all partly loaded generating units shall pick up additional load at a faster rate, according to their capability.
- (j) Except under an emergency, or to prevent an imminent damage to a costly equipment, no user shall suddenly reduce his generating unit output by more than one hundred (100) MW ( 20 MW in case of NER) without prior intimation to and consent of the

RLDC, particularly when frequency is falling or is below 49.5 Hz.. Similarly, no User / SEB shall cause a sudden variation in its load by more than one hundred (100 MW) without prior intimation to and consent of the RLDC.

- (k) All generating units shall normally have their automatic voltage regulators (AVRs) in operation. In particular, if a generating unit of over fifty (50) MW size is required to be operated without its AVR in service, the RLDC shall be immediately intimated about the reason and duration, and its permission obtained. Power System Stabilizers (PSS) in AVRs of generating units (wherever provided), shall be got properly tuned by the respective generating unit owner as per a plan prepared for the purpose by the CTU/RPC from time to time. CTU /RPC will be allowed to carry out checking of PSS and further tuning it, wherever considered necessary.
- (l) Provision of protections and relay settings shall be coordinated periodically throughout the Regional grid, as per a plan to be separately finalized by the Protection sub-Committee of the RPC.
- (m) All Users, SEBs, SLDCs, RLDCs, and NLDC shall take all possible measures to ensure that the grid frequency always remains within the 49.5 – 50.2 Hz band.
- (n) All SEBS, distribution licensees / STUs shall provide automatic under-frequency and df/dt relays for load shedding in their respective systems, to arrest frequency decline that could result in a collapse/disintegration of the grid, as per the plan separately finalized by the concerned RPC and shall ensure its effective application to prevent cascade tripping of generating units in case of any contingency. All , SEBs, distribution licensees, CTU STUs and SLDCs shall ensure that the above under-frequency and df/dt load shedding/islanding schemes are always functional. RLDC shall inform RPC Secretariat about instances when the desired load relief is not obtained through these relays in real time operation. The provisions regarding under frequency and df/dt relays of relevant CEA Regulations shall be complied with. SLDC shall furnish monthly report of UFR and df/dt relay operation in their respective system to the respective RPC.

RPC Secretariat shall carry out periodic inspection of the under frequency relays and maintain proper records of the inspection. RPC shall decide and intimate the action required by SEB, distribution licensee and STUs to get required load relief from Under Frequency and Df/Dt relays. All SEB,distribution licensee and STUs shall abide by these decisions. RLDC shall keep a comparative record of expected load relief and actual load relief obtained in Real time system operation. A monthly report on expected load relief vis-a-vis actual load relief shall be sent to the RPC and the CERC.

- (o) All Users, STU/SLDC , CTU/RLDC and NLDC, shall also facilitate identification, installation and commissioning of System Protection Schemes (SPS) (including inter-tripping and run-back) in the power system to operate the transmission system closer to their limits and to protect against situations such as voltage collapse and cascade tripping, tripping of important corridors/flow-gates etc.. Such schemes would be finalized by the concerned RPC forum, and shall always be kept in service. If any SPS is to be taken out of service, permission of RLDC shall be obtained indicating reason and duration of anticipated outage from service .
- (p) Procedures shall be developed to recover from partial/total collapse of the grid in accordance with CEA (Grid Standards)Regulations as and when the same comes into force and periodically update the same in accordance with the requirements given under section 5.8. These procedures shall be followed by all the Users , STU/SLDC and CTU,RLDC to ensure consistent, reliable and quick restoration.
- (q) Each User, STU, RLDC, NLDC and CTU shall provide and maintain adequate and reliable communication facility internally and with other Users/STUs /RLDC/SLDC to ensure exchange of data/information necessary to maintain reliability and security of the grid. Wherever possible, redundancy and alternate path shall be maintained for communication along important routes, e.g., SLDC to RLDC to NLDC.
- (r) All the Users , STU/SLDC and CTU shall send information/data including disturbance recorder/sequential event recorder output to RLDC within one week for purpose of analysis of any grid disturbance/event. No User,SLDC/STU or CTU shall block any data/information required by the RLDC and RPC for maintaining reliability and security of the grid and for analysis of an event.
- (s) All Users, RLDC, SLDC STUs , CTU and NLDC shall take all possible measures to ensure that the grid voltage always remains within the following operating range.

<b>Voltage – (kV rms)</b>		
<b>Nominal</b>	<b>Maximum</b>	<b>Minimum</b>
765	800	728
400	420	380
220	245	198
132	145	122
110	121	99
66	72	60
33	36	30

(t) All Users, CTUs and STUs shall provide adequate voltage control measures through voltage relay as finalized by RPC, to prevent voltage collapse, and shall ensure its effective application to prevent voltage collapse/cascade tripping.

**(u) Special requirements for Solar/ wind generators**

System operator (SLDC/ RLDC) shall make all efforts to evacuate the available solar and wind power and treat as a must-run station. However, System operator may instruct the solar /wind generator to back down generation on consideration of grid security or safety of any equipment or personnel is endangered and Solar/ wind generator shall comply with the same. For this, Data Acquisition System facility shall be provided for transfer of information to concerned SLDC and RLDC.

- (i) SLDC/RLDC may direct a wind farm to curtail its VAr drawl/injection in case the security of grid or safety of any equipment or personnel is endangered.
- (ii) During the wind generator start-up, the wind generator shall ensure that the reactive power drawl (inrush currents incase of induction generators) shall not affect the grid performance.

### **5.3 Demand Estimation for Operational Purposes**

- (a) This section describes the procedures/responsibilities of the SLDCs for demand estimation for both Active Power and Reactive Power.
- (b) The demand estimation is to be done on daily/weekly/monthly /yearly basis for current year for load - generation balance planning. The SLDC shall carry out system studies for operational planning purposes using this demand estimate.
- (c) Each SLDC shall develop methodologies/mechanisms for daily/ weekly/monthly/yearly demand estimation (MW, MVar and MWh) for operational purposes. Based on this demand estimate and the estimated availability from different sources, SLDC shall plan demand management measures like load shedding, power cuts, etc. and shall ensure that the same is implemented by the SEB/distribution licensees. SLDCs. All SEBs/distribution licensees shall abide by the demand management measures of the SLDCs and shall also maintain historical database for demand estimation.

- (d) Each SLDC shall carry out its own demand estimation from the historical data and weather forecast data from time to time. All distribution licensees and other concerned persons shall provide relevant data and other information as required by SLDC for demand estimate.
- (e) While the demand estimation for operational purposes is to be done on a daily/weekly/monthly basis initially, mechanisms and facilities at SLDCs shall be created at the earliest but not later than 1.1.2011 to facilitate on-line estimation of demand for daily operational use for each 15 minutes block.
- (f) The monthly estimated demand by the SLDC shall be provided to RLDC and RPC for better operation planning.
- (g) The SLDC shall take into account the Wind Energy forecasting to meet the active and reactive power requirement.
- (h) In order to facilitate estimation of Total Transfer Capability /Available Transfer Capability on three month ahead basis , the SLDC shall furnish estimated demand and availability data to RLDCs.

#### **5.4 Demand Management**

##### **5.4.1 Introduction**

This section is concerned with the provisions to be made by SLDCs to effect a reduction of demand in the event of insufficient generating capacity, and inadequate transfers from external interconnections to meet demand, or in the event of breakdown or congestion in intra-state or inter-state transmission system or other operating problems (such as frequency, voltage levels beyond normal operating limit, or thermal overloads , etc. ) or overdrawl of power vis-à-vis of the regional entities beyond the limits mentioned in UI regulation of CERC.

##### **5.4.2 Demand Disconnection**

- (a) SLDC/ SEB/distribution licensee and bulk consumer shall initiate action to restrict the drawal of its control area from the grid, within the net drawal schedule whenever the system frequency falls to 49.7 Hz
- (b) The SLDC/ SEB/distribution licensee and bulk consumer shall ensure that requisite load shedding is carried out in its control area so that there is no overdrawl when frequency is 49.5 Hz. or below.
- (c) Each User/STU/SLDC shall formulate contingency procedures and make arrangements that will enable demand disconnection to take place, as instructed by the RLDC/SLDC, under normal and/or contingent conditions. These contingency procedures and

arrangements shall regularly be / updated by User/STU and monitored by RLDC/SLDC. RLDC/SLDC may direct any User/STU to modify the above procedures/arrangement, if required, in the interest of grid security and the concerned User/STU shall abide by these directions.

- d) The SLDC through respective State Electricity Boards/Distribution Licensees shall also formulate and implement state-of-the-art demand management schemes for automatic demand management like rotational load shedding, demand response (which may include lower tariff for interruptible loads) etc. before 01.01.2011, to reduce overdrawl in order to comply para 3.4.2 (a) and (b). A Report detailing the scheme and periodic reports on progress of implementation of the schemes shall be sent to the Central Commission by the concerned SLDC.
- e) In order to maintain the frequency within the stipulated band and maintaining the network security, the interruptible loads shall be arranged in four groups of loads, for scheduled power cuts/load shedding, loads for unscheduled load shedding, loads to be shed through under frequency relays/ df/dt relays and loads to be shed under any System Protection Scheme identified at the RPC level. These loads shall be grouped in such a manner , that there is no overlapping between different Groups of loads. In case of certain contingencies and/or threat to system security, the RLDC may direct any SLDC/ SEB/distribution licensee or bulk consumer connected to the ISTS to decrease drawal of its control area by a certain quantum. Such directions shall immediately be acted upon . SLDC shall send compliance report immediately after compliance of these directions to RLDC.
- f) To comply with the direction of RLDC, SLDC may direct any SEB/ distribution licensee/bulk consumer connected to the STU to curtail drawal from grid. SLDC shall monitor the action taken by the concerned entity and ensure the reduction of drawal from the grid as directed by RLDC.
- g) RLDCs shall devise standard, instantaneous, message formats in order to give directions in case of contingencies and /or threat to the system security to reduce overdrawl by the bulk consumer , SLDC/ State at different overdrawal conditions depending upon the severity of the overdrawal. The concerned SLDC shall ensure immediate compliance with these directions of RLDC and send a compliance report to the concerned RLDC.
- h) All Users, SLDC/ SEB/distribution licensee or bulk consumer shall comply with direction of RLDC/SLDC and carry out requisite load shedding or backing down of generation in case of congestion in transmission system to ensure safety and reliability of the system. The procedure for application of measures to relieve congestion in real time as well as provisions of withdrawal of congestion shall be in accordance with Central Electricity Regulatory Commission (Measures to relieve congestion in real time operation) Regulations, 2009.

- i) The measures taken by the User's, SLDC SEB/distribution licensee or bulk consumer shall not be withdrawn as long as the frequency remains at a level lower than the limits specified in para 5.2 or congestion continues, unless specifically permitted by the RLDC/SLDC.

## 5.5 Periodic Reports

**5.5.1** a) A weekly report covering performance of the national/integrated grid in previous week shall be prepared by NLDC. Such weekly report shall be available on the website of the NLDC for at least 12 weeks. A monthly report covering performance of the national/integrated grid shall be prepared by NLDC and shall be sent to CERC, CEA , RLDCs and RPCs and made available on its web site.

b) A daily report covering the performance of the regional grid shall be prepared by each RLDC based on the inputs received from SLDCs/Users and shall be put on its website. This report shall also cover the wind power generation and injection in to grid.

c) A weekly report shall be put on its website by RLDC and shall cover the performance of the Regional grid for the previous week. Such weekly report shall also be available on the website of the RLDC concerned for at least 12 weeks.

The weekly reports shall contain the following:-

- (a) Frequency profile
- (b) Voltage profile of important substations and sub-stations normally having low /high voltages
- (c) Major Generation and Transmission Outages
- (d) Transmission Constraints
- (e) Instances of persistent/significant non-compliance of IEGC.
- (f) Instances of congestion in transmission system
- (g) Instances of inordinate delays in restoration of transmission elements and generating units
- (h) Non-compliance of instructions of SLDC by SEB/distribution

licenses / bulk consumers , to curtail drawal resulting in non-compliance of IEGC.

### **5.5.2 Other Reports**

- (a) The RLDC shall prepare a quarterly report which shall bring out the system constraints, reasons for not meeting the requirements, if any, of security standards and quality of service, along with details of various actions taken by different persons, and the persons responsible for causing the constraints.
- (b) The RLDC shall also provide information/report to the RPC in the interest of smooth operation of ISTS.

## **5.6 Operational Liaison**

### **5.6.1 Introduction**

- (a) This section sets out the requirements for the exchange of information in relation to Operations and/or Events on the total grid system which have had or will have an effect on:
  1. National grid
  2. The Regional grid
  3. The ISTS in the Region
  4. The system of a User and STU

The above generally relates to notifying of what is expected to happen or what has happened and not the reasons why.

- (b) The Operational liaison function is a mandatory built-in hierarchical function of the NLDC, RLDC, SLDC and Users, to facilitate quick transfer of information to operational staff. It will correlate the required inputs for optimization of decision making and actions.

### **5.6.2 Procedure for Operational Liaison**

- (a) Operations and events on the Regional grid
  - Before any Operation is carried out on Regional grid, the RLDC will inform each User/SLDC/CTU, whose system may, or will, experience an operational effect, and give details of the operation to be carried out.
  - Immediately following an event on Regional grid, the RLDC will inform each User/SLDC/CTU, whose system may, or will, experience an

operational effect following the event, and give details of what has happened in the event.

- Any operation in a region having impact on other region(s) shall be intimated by the concerned RLDC to NLDC.
  - Immediately following an event in the National / integrated Grid, NLDC would keep all RLDCs informed about such events.
- (b) Operations and events on a User/STU/ system.
- Before any operation is carried out on a User/STU system, the User's/SLDC will inform the RLDC, in case the Regional grid may, or will, experience an Operational effect, and give details of the operation to be carried out. In case such operation is likely to have impact on other regions, the RLDC of those Regions shall also be informed through NLDC
  - Immediately following an event on User's/STU system, the User's/SLDC will inform the RLDC, in case the Regional grid may, or will, experience an operational effect following the event, and give details of what has happened in the event but not the reasons why. In case such event is likely to have impact on other regions, the RLDCs of concerned those regions shall also be informed through NLDC.
  - "Forced outages of important network elements in the grid shall be closely monitored at the RPC level. RPC shall send a monthly report of prolonged outage of generators or transmission facilities to the Commission.

## 5.7 Outage Planning

### 5.7.1 Introduction

- a) This section sets out the procedure for preparation of outage schedules for the elements of the National/Regional grid in a coordinated and optimal manner keeping in view the Regional system operating conditions and the balance of generation and demand. (List of elements of grid covered under these stipulations shall be prepared and be available with NLDC,RLDC and SLDCs).
- b) The generation output and transmission system should be adequate after taking into account the outages to achieve the security standards.
- c) Annual outage plan shall be prepared in advance for the financial year by the RPC Secretariat in consultation with NLDC and RLDC and reviewed during the year on quarterly and Monthly basis. All Users,CTU,STU etc shall follow these annual outage plans. If any deviation is required the same shall be with prior permission of concerned RPC and RLDC. The outage planning of run-of-the-river

hydro plant, wind and solar power plant and its associated evacuation network shall be planned to extract maximum power from these renewable sources of energy. Outage of wind generator should be planned during lean wind season, outage of solar, if required during the rainy season and outage of run-of-the river hydro power plant in the lean water season.

#### **5.7.2 Objective**

- a) To produce a coordinated generation and transmission outage programme for the National/Regional grid, considering all the available resources and taking into account transmission constraints, as well as, irrigational requirements.
- b) To minimise surplus or deficits, if any, in the system requirement of power and energy and help operate system within Security Standards.
- c) To optimize the transmission outages of the elements of the National/Regional grid without adversely affecting the grid operation but taking into account the Generation Outage Schedule, outages of User/STU/CTU systems and maintaining system security standards.

#### **5.7.3 Scope**

This section is applicable to NLDC, RLDC, SLDCs, CTU, STU, RPCs, and all Users

#### **5.7.4 Outage Planning Process**

- a) The RPC Secretariat shall be primarily responsible for finalization of the annual outage plan for the following financial year by 31<sup>st</sup> January of each year.
- b) All SEBs/STUs, transmission licensees, CTU, ISGS IPPs, MPPs and other generating stations shall provide RPC Secretariat their proposed outage programmes in writing for the next financial year by 30<sup>th</sup> November of each year. These shall contain identification of each generating unit/line/ICT, the preferred date for each outage and its duration and where there is flexibility, the earliest start date and latest finishing date.
- c) RPC Secretariat shall then come out with a draft outage programme for the next financial year by 31<sup>st</sup> December of each year for the Regional grid taking into account the available resources in an optimal manner and to maintain security standards. This will be done after carrying out necessary system studies and, if necessary, the outage programmes shall be rescheduled. Adequate balance between generation and load requirement shall be ensured while finalising outage programmes. The same shall be uploaded by the RPCs on their website.

- d) The outage plan shall be finalized in consultation with NLDC and RLDCs. The final outage plan shall be intimated to NLDC, Users, STUs, CTU, other generating stations connected to ISTS and the RLDC for implementation by 31<sup>st</sup> January of each year.
- e) The above annual outage plan shall be reviewed by RPC Secretariat on quarterly and monthly basis in coordination with all parties concerned, and adjustments made wherever found to be necessary.
- f) In case of emergency in the system, viz., loss of generation, break down of transmission line affecting the system, grid disturbances, system isolation, RLDC may conduct studies again before clearance of the planned outage.
- g) NLDC/RLDC are authorized to defer the planned outage in case of any of the following, taking into account the statutory requirements:
  - i. grid disturbances
  - ii. System isolation
  - iii. Partial Black out in a state
  - iv. Any other event in the system that may have an adverse impact on the system security by the proposed outage.
- h) The detailed generation and transmission outage programmes shall be based on the latest annual outage plan (with all adjustments made to date).
- i) Each User, CTU and STU shall obtain the final approval from RLDC prior to availing an outage.
- j) RPCs shall submit quarterly , half-yearly reports to the Commission indicating deviation in outages from the plan alongwith reasons .These reports shall also be put up on the RPC website

### **5.8 Recovery Procedures**

- a) Detailed plans and procedures for restoration of the regional grid under partial/total blackout shall be developed by RLDC in consultation with NLDC, all Users, STU, SLDC, CTU and RPC Secretariat and shall be reviewed / updated annually.
- b) Detailed plans and procedures for restoration after partial/total blackout of each User's/STU/CTU system within a Region, will be finalized by the concerned User's/STU/CTU in coordination with the RLDC. The procedure will be reviewed, confirmed and/or revised once every subsequent year. Mock trial runs of the procedure for different sub-systems shall be carried out by the Users/CTU/STU at least once every six months under intimation to the RLDC. Diesel Generator sets for black start would be tested on weekly basis and test report shall be sent

to RLDC on quarterly basis.

- c) List of generating stations with black start facility, inter-State/inter-regional ties, synchronizing points and essential loads to be restored on priority, shall be prepared and be available with NLDC, RLDC and SLDC.
- d) The RLDC is authorized during the restoration process following a black out, to operate with reduced security standards for voltage and frequency as necessary in order to achieve the fastest possible recovery of the grid.
- e) All communication channels required for restoration process shall be used for operational communication only, till grid normalcy is restored.

## 5.9 Event Information

### 5.9.1 Introduction

This section deals with reporting procedures in respect of events in the system to all Users/STU/CTU, RPC Secretariat and NLDC/RLDC/SLDC. The reporting procedure shall be in accordance with the relevant CEA Regulations.

### 5.9.2 Objective

The objective of this section is to define the incidents to be reported, the reporting route to be followed and information to be supplied to ensure consistent approach to the reporting of incidents/events.

### 5.9.3 Scope

This section covers all Users, STU, CTU, RPC Secretariat, NLDC, RLDCs and SLDCs.

### 5.9.4 Responsibility

- a) The RLDC/SLDC shall be responsible for reporting events to the Users, SLDC/STU, CTU /NLDC/RLDC/RPC Secretariat as the case may be.
- b) All Users, STU, CTU and the SLDC shall be responsible for collection and reporting of all necessary data to NLDC, RLDC and RPC Secretariat for monitoring, reporting and event analysis as the case may be.

### 5.9.5 Reportable Events

Any of the following events require reporting by RLDC/ Users, SLDC, STU, CTU:

- i) Violation of security standards.

- ii) Grid indiscipline.
- iii) Non-compliance of RLDC's instructions.
- iv) System islanding/system split
- v) Regional black out/partial system black out
- vi) Protection failure on any element of ISTS, and on any item on the "agreed list" of the intra-State systems.
- vii) Power system instability
- viii) Tripping of any element of the Regional grid.
- ix) Sudden load rejection by any User

#### **5.9.6 Reporting Procedure**

- (a) Written reporting of Events by Users, STU,CTU, and SLDC to RLDC: In the case of an event which was initially reported by a User, STU,CTU or a SLDC to RLDC orally, the User, STU,CTU ,SLDC will give a written report to RLDC in accordance with this section. RLDC in turn give a report to NLDC.
- (b) Written Reporting of Events by RLDC to Users, STU,CTU, and SLDC In the case of an event which was initially reported by RLDC to Users, STU,CTU SLDC,NLDC orally, the RLDC will give a written report to the Users, STU,CTU ,SLDC,NLDC in accordance with this section.
- (c) Form of Written Reports:

A written report shall be sent to NLDC, RLDC, ,a User, STU,CTU ,SLDC, as the case may be, in the reporting formats as devised by the appropriate load despatch Centre and will confirm the oral notification together with the following details of the event:

- i Time and date of event
- ii Location
- iii Plant and/or Equipment directly involved
- iv Description and cause of event
- v Antecedent conditions of load and generation, including frequency, voltage and the flows in the affected area at the time of tripping including Weather Condition prior to the event
- vi Duration of interruption and Demand and/or Generation (in MW and MWh) interrupted
- vi All Relevant system data including copies of records of all recording instruments including Disturbance Recorder, Event Logger, DAS etc
- vii Sequence of trippings with time.
- viii Details of Relay Flags.
- ix Remedial measures.

## PART-6

### SCHEDULING AND DESPATCH CODE

#### 6.1 Introduction

This Part sets out the

- a) Demarcation of responsibilities between various regional entities, SLDC, RLDC and NLDC in scheduling and despatch
- b) the procedure for scheduling and despatch
- c) the reactive power and voltage control mechanism
- d) Complementary commercial mechanisms (in the Annexure-1)

#### 6.2 Objective

This code deals with the procedures to be adopted for scheduling of the net injection / drawals of concerned regional entities on a day ahead basis with the modality of the flow of information between the NLDC / RLDCs / SLDCs/Power Exchange and regional entities. The procedure for submission of capability declaration by each ISGS and submission of requisition / drawal schedule by other regional entities is intended to enable RLDCs to prepare the despatch schedule for each ISGS and drawal schedule for each regional entity. It also provides methodology of issuing real time despatch/drawal instructions and rescheduling, if required, to regional entities along with the commercial arrangement for the deviations from schedules, as well as, mechanism for reactive power pricing. This code also provides the methodology for rescheduling of wind and solar energy on three (3) hourly basis and the methodology of compensating the wind and solar energy rich State for dealing with the variable generation through a Renewable Regulatory charge. For this, appropriate meters and Data Acquisition System facility shall be provided for accounting of UI charges and transfer of information to concerned SLDC and RLDC.

The provisions contained in this Part are without prejudice to the powers conferred on RLDC under sections 28 and 29 of the Electricity Act, 2003

### 6.3 Scope

This code will be applicable to NLDC, RLDC/SLDCs, ISGS, Distribution Licensees/SEBs/STUs/ regional entities, Power Exchanges, wind and solar generating stations and other concerned persons in the National and Regional grid.

The scheduling and despatch procedure for the generating stations of Bhakra Beas Management Board (BBMB) shall be as per the procedure formulated by the BBMB in consultation with NRLDC.

Similarly, the scheduling and despatch procedure for the generating stations of Sardar Sarovar Project (SSP) shall be as per the procedure formulated by the Western Regional Load Despatch Centre (WRLDC) in consultation with Narmada Control Authority (NCA).

### 6.4 Demarcation of responsibilities:

1. The national interconnected grid is divided into control areas, like Regional ISTS, States, DVC, etc. where the load dispatch centre or system operator of the respective control area controls its generation and/or load to maintain its interchange schedule with other control areas whenever required to do so and contributes to frequency regulation of the synchronously operating system. The Load Despatch Centre of a control area therefore is responsible for coordinating the scheduling of a generating station, within the control area, real-time monitoring of the station's operation, checking that there is no gaming (gaming is an intentional mis-declaration of a parameter related to commercial mechanism in vogue, in order to make an undue commercial gain) in its availability declaration, or in any other way revision of availability declaration and injection schedule, switching instructions, metering and energy accounting, issuance of UI accounts within the control area, collections/disbursement of UI payments, outage planning, etc. The following clause gives the criteria for demarcation of control area jurisdiction.
2. The following generating stations shall come under the respective Regional ISTS control area and hence the respective RLDC shall coordinate the scheduling of the following generating stations :
  - a) Central Generating Stations (excluding stations where full Share is allocated to host state),
  - b) Ultra-Mega power projects
  - c) In other cases, the control area shall be decided on the following criteria:
    - (i) If a generating station is connected only to the ISTS, RLDC shall coordinate the scheduling, except for Central Generating Stations where full Share is allocated to one State.

(ii) If a generating station is connected only to the State transmission network, the SLDC shall coordinate scheduling, except for the case as at (a) above.

(iii) If a generating station is connected both to ISTS and the State network, scheduling and other functions performed by the system operator of a control area will be done by SLDC, only if state has more than 50% Share of power. The role of concerned RLDC, in such a case, shall be limited to consideration of the schedule for inter state exchange of power on account of this ISGS while determining the net drawal schedules of the respective states. If the State has a Share of 50% or less, the scheduling and other functions shall be performed by RLDC.

(iv) In case commissioning of a plant is done in stages the decision regarding scheduling and other functions performed by the system operator of a control area would be taken on the basis of above criteria depending on generating capacity put into commercial operation at that point of time. Therefore it could happen that the plant may be in one control area (i.e. SLDC) at one point of time and another control area (i.e. RLDC) at another point of time. The switch over of control area would be done expeditiously after the change, w.e.f. the next billing period.

3. There may be exceptions with respect to above provisions, for reasons of operational expediency, subject to approval of CERC. Irrespective of the control area the jurisdiction, if a generating station is connected both to the ISTS and the STU, the load dispatch centre of the control area under whose jurisdiction the generating station falls, shall take into account grid security implication in the control area of the other load dispatch centre
4. For those generating station supplying power to any state other than host state and whose scheduling is not coordinated by RLDC, the role of the concerned RLDC shall be limited to consideration of the schedule for inter-State exchange of power on account of this generating station while determining the net drawal schedules of the respective control area.
5. The Regional grids shall be operated as power pools with decentralized scheduling and despatch, in which the States shall have operational autonomy, and SLDCs shall have the total responsibility for
  - (i) scheduling/despatching their own generation (including generation of their embedded licensees),
  - (ii) regulating the demand of its control area,
  - (iii) scheduling their drawal from the ISGS (within their share in the respective plant's expected capability),

(iv) permitting long term access, medium term and short term open access transactions for embedded generators/consumers, in accordance with the contracts and

(v) regulating the net drawal of their control area from the regional grid

in accordance with the respective regulations of the CERC:

6. The system of each regional entity shall be treated and operated as a notional control area. The algebraic summation of scheduled drawal from ISGS and from contracts through a long – term access, medium -term and short –term open access arrangements shall provide the drawal schedule of each regional entity, and this shall be determined in advance on day-ahead basis. The regional entities shall regulate their generation and/or consumers' load so as to maintain their actual drawal from the regional grid close to the above schedule. If regional entities deviate from the drawal schedule, within the limit specified by the CERC in UI Regulations as long as such deviations do not cause system parameters to deteriorate beyond permissible limits and/or do not lead to unacceptable line loading; However, such deviations from net drawal schedule shall be priced through the Unscheduled Interchange (UI) mechanism.
7. The SLDC, SEB/distribution licensee shall always endeavour to restrict the net drawal of the state from the grid to within the drawal schedules, whenever the system frequency is below 49.7 Hz. The concerned SEB/distribution licensee User,SLDC shall ensure that their automatic demand management scheme mentioned in clause 5.4.2 acts to ensure that there is no over drawl when frequency is 49.5 Hz or below. If the automatic demand management scheme has not yet been commissioned, then action has to be taken as per manual demand management scheme to ensure zero overdrawal when frequency is 49.5 Hz or below.
8. The SLDCs/STUs /Distribution Licensees shall regularly carry out the necessary exercises regarding short-term demand estimation for their respective States/area, to enable them to plan in advance as to how they would meet their consumers' load without overdrawing from the grid.
9. The ISGS , other generating stations and sellers shall be responsible for power generation/power injection generally according to the daily schedules advised to them by the RLDC/SLDC on the basis of the contracts/ requisitions received from the SLDCs/buyers/Power Exchanges.
10. The ISGS would normally be expected to generate power according to

the daily schedules advised to them. The ISGS may also deviate from the given schedules within the limits specified in the CERC UI Regulations of CERC, depending on the plant and system conditions. In particular, they may be allowed to generate beyond the given schedule under deficit conditions as long as such deviations do not cause system parameters to deteriorate beyond permissible limits and/or do not lead to unacceptable line loading. Deviations, if any, from the ex-power plant generation schedules shall be appropriately priced in accordance with UI Regulations. In addition, deviations, from schedules causing congestion, shall also be priced in accordance with the Congestion Charge Regulations of CERC.

11. Provided that when the frequency is higher than 50.2 Hz, the actual net injection shall not exceed the scheduled despatch for that time block. Also, while the frequency is above 50.2 Hz, the ISGS may (at their discretion) back down without waiting for an advice from RLDC to restrict the frequency rise. When the frequency falls below 49.7 Hz, the generation at all ISGS (except those on peaking duty) shall be maximized, at least upto the level to which can be sustained, without waiting for an advice from RLDC subject to the condition that such increase does not lead to unacceptable line loading or system parameters to deteriorate beyond permissible limit .
12. However, notwithstanding the above, the RLDC may direct the SLDCs/ISGS/other regional entities to increase/decrease their drawal/generation in case of contingencies e.g. overloading of lines/transformers, abnormal voltages, threat to system security. Such directions shall immediately be acted upon. In case the situation does not call for very urgent action, and RLDC has some time for analysis, it shall be checked whether the situation has arisen due to deviations from schedules, pursuant to short-term open access. These shall be got terminated first, before an action, which would affect the scheduled supplies to the long term and medium term customers is initiated in accordance with Central Electricity Regulatory Commission (Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-state Transmission and related matters) Regulations,2009.
13. For all outages of generation and transmission system, which may have an effect on the regional grid, all Regional entities shall cooperate with each other and coordinate their actions through Operational Coordination Committee (OCC) for outages foreseen sufficiently in advance and through RLDC (in all other cases), as per procedures finalized separately by OCC. In particular, outages requiring restriction of ISGS generation and/or restriction of ISGS Share which a beneficiary can receive and curtailment of other long term transactions shall be planned carefully to achieve the best optimization.

14. The regional entities shall enter into separate joint/bilateral agreement(s) to identify the beneficiary's Shares in ISGS (based on the allocations by the Govt. of India, where applicable), scheduled drawal pattern, tariffs, payment terms etc. All such agreements shall be filed with the concerned RLDC(s) and RPC , Secretariat, for being considered in scheduling and regional energy accounting. Any bilateral agreements between buyer and seller for scheduled interchanges on long-term, medium –term basis shall also specify the interchange schedule, which shall be duly filed with CTU and CTU shall inform RLDC and SLDC, as the case may be about these agreements in accordance with Central Electricity Regulatory Commission (Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-state Transmission and related matters) Regulations,2009 .
15. All other regional entities should abide by the concept of frequency-linked load despatch and pricing of deviations from schedule, i.e., unscheduled interchanges. All regional entities should normally be operated according to the standing frequency-linked load despatch guidelines issued by the RLDC, to the extent possible, unless otherwise advised by the RLDC/SLDC.
16. The ISGS shall make an advance declaration of ex-power plant MW and MWh capabilities foreseen for the next day, i.e., from 0000 hrs to 2400 hrs. During fuel shortage condition, in case of thermal stations, they may specify minimum MW, maximum MW, MWh capability and declaration of fuel shortage. The generating stations shall also declare the possible ramping up / ramping down in a block. In case of a gas turbine generating station or a combined cycle generating station, the generating station shall declare the capacity for units and modules on APM gas, RLNG and liquid fuel separately, and these shall be scheduled separately.
17. While making or revising its declaration of capability, except in case of Run Off the River (with up to three hour pondage) hydro stations ,the ISGS shall ensure that the declared capability during peak hours is not less than that during other hours. However, exception to this rule shall be allowed in case of tripping/re-synchronisation of units as a result of forced outage of units.
18. It shall be incumbent upon the ISGS to declare the plant capabilities faithfully, i.e., according to their best assessment. In case, it is suspected that they have deliberately over/under declared the plant capability contemplating to deviate from the schedules given on the basis of their capability declarations (and thus make money either as undue capacity charge or as the charge for deviations from schedule), the RLDC may ask the ISGS to explain the situation with necessary backup data.

19. The ISGS shall be required to demonstrate the declared capability of its generating station as and when asked by the Regional Load Despatch Centre of the region in which the ISGS is situated. In the event of the ISGS failing to demonstrate the declared capability, the capacity charges due to the generator shall be reduced as a measure of penalty.
20. The quantum of penalty for the first mis-declaration for any duration/block in a day shall be the charges corresponding to two days fixed charges. For the second mis-declaration the penalty shall be equivalent to fixed charges for four days and for subsequent mis-declarations, the penalty shall be multiplied in the geometrical progression over a period of a month
21. The CTU shall install special energy meters on all inter connections between the regional entities and other identified points for recording of actual net MWh interchanges and MVAh drawals. The installation, operation and maintenance of special energy meters shall be in accordance with Central Electricity Authority (Installation and Operation of Meters) Regulations, 2006. All concerned entities (in whose premises the special energy meters are installed) shall take weekly meter readings and transmit them to the RLDC by Tuesday noon. The SLDC must ensure that the meter data from all installations within their control area are transmitted to the RLDC within the above schedule.
22. The RLDC shall be responsible for computation of actual net injection / drawal of concerned regional entities, 15 minute-wise, based on the above meter readings. The above data along with the processed data of meters shall be forwarded by the RLDC to the RPC secretariat on a weekly basis by each Thursday noon for the seven day period ending on the previous Sunday mid-night, to enable the latter to prepare and issue the Unscheduled inter-change (UI) account in accordance with the CERC( Unschedsuled Interchange charges and related matters) Regulations,2010 , as amended form time to time. All computations carried out by RLDC shall be open to all regional entities for checking/verifications for a period of 15 days. In case any mistake/omission is detected, the RLDC shall forthwith make a complete check and rectify the same.
23. The operating log books of the generating station shall be available for review by the Regional Power Committee. These books shall keep record of machine operation and maintenance.
24. Hydro generating stations are expected to respond to grid frequency changes and inflow fluctuations. The hydro generating stations shall be free to deviate from the given schedule without causing grid constraint and a compensation for difference between the actual net energy supply by the hydro generating station and the scheduled energy (ex-bus) over day shall be made by the concerned Regional Load Despatch Centre in the day ahead schedule for the 4<sup>th</sup> day (day plus 3).

25. RLDC shall periodically review the actual deviation from the despatch and net drawal schedules being issued, to check whether any of the regional entities are indulging in unfair gaming or collusion. In case any such practice is detected, the matter shall be reported to the Member Secretary, RPC for further investigation/action.

26. NLDC shall be responsible for scheduling and despatch of electricity over inter-regional links in accordance with the grid code specified by Central Commission in coordination with Regional Load Despatch Centers. NLDC shall be responsible for coordination with Regional Load Despatch Centers for the energy accounting of inter-regional exchange of power. NLDC shall also be responsible for coordination for trans-national exchange of power.

27. NLDC shall develop a procedure for scheduling of collective transaction through Power Exchanges, scheduling of inter-regional power exchanges including HVDC setting responsibility and power exchanges of the country with other countries., ,

**6.5 Scheduling and Despatch procedure for long-term access, Medium – term and short-term open access** (to be read with provisions of Open Access Regulations 2008 as amended from time to time. The scheduling procedure for medium-term open access transactions shall be similar to the scheduling procedure for long-term access transactions and is as given below, except where it is specifically mentioned for collective transactions):

1. All inter-State generating stations (ISGS) shall be duly listed on the respective RLDC and SLDC web-sites. The station capacities and allocated/contracted Shares of different beneficiaries shall also be listed out.

2. Each State shall be entitled to a MW despatch up to (foreseen ex-power plant MW capability for the day) x (State's Share in the station's capacity) for all such stations. In case of hydro-electric stations, there would also be a limit on daily MWh despatch equal to (MWh generation capacity for the day)X (State's Share in the station's capacity).

3. By 8 AM every day, the ISGS shall advise the concerned RLDC, the station-wise ex-power plant MW and MWh capabilities foreseen for the next day, i.e., from 0000 hrs to 2400 hrs of the following day.

4. The above information of the foreseen capabilities of the ISGS and the corresponding MW and MWh entitlements of each State, shall be compiled by the RLDC every day for the next day, and advised to all beneficiaries by 10 AM. The SLDCs shall review it vis-à-vis their foreseen load pattern and their own generating capability including bilateral exchanges, if any, and advise the RLDC by 3 PM their drawal schedule for each of the ISGS in which they have

Shares, long-term and medium-term bilateral interchanges, approved short-term bilateral interchanges.

**5. Scheduling of collective transaction:**

a. NLDC shall indicate to Power Exchange(s), the list of interfaces/control areas/regional transmission systems on which unconstrained flows are required to be advised by the Power Exchange(s) to the NLDC. Power Exchange(s) shall furnish the interchange on various interfaces/control areas/regional transmission systems as intimated by NLDC. Power Exchange(s) shall also furnish the information of total drawal and injection in each of the regions. Based on the information furnished by the Power Exchanges, NLDC shall check for congestion. In case of congestion, NLDC shall inform the Exchanges about the period of congestion and the available limit for scheduling of collective transaction on respective interface/control area/transmission systems during the period of congestion for Scheduling of Collective Transaction through the respective Power Exchange. The limit for scheduling of collective transaction for respective Power Exchange shall be worked out in accordance with CERC directives. Based on the application for scheduling of Collective Transaction submitted by the Power Exchange(s), NLDC shall send the details (Scheduling Request of Collective Transaction) to different RLDCs for final checking and incorporating them in their schedules. After getting confirmation from RLDCs, NLDC shall convey the acceptance of scheduling of collective transaction to Power Exchange(s). RLDCs shall schedule the Collective Transaction at the respective periphery of the Regional Entities.

b. The individual transactions for State Utilities/intra-State Entities shall be scheduled by the respective SLDCs. Power Exchange(s) shall send the detailed break up of each point of injection and each point of drawal within the State to respective SLDCs after receipt of acceptance from NLDC. Power Exchange(s) shall ensure necessary coordination with SLDCs for scheduling of the transactions.

c. Timeline for above activities will be as per detailed procedure for Scheduling of Collective Transaction issued in accordance with CERC( Open-access in inter-state transmission) Regulations,2008 and as amended from time to time.

**6. The SLDCs may also give standing instructions to the RLDC such that the RLDC itself may decide the best drawal schedules for the States.**

**7. By 6 PM each day, the RLDC shall convey:**

(i) The ex-power plant "despatch schedule" to each of the ISGS, in MW for different time block, for the next day. The summation of the ex-power plant drawal schedules advised by all beneficiaries shall constitute the ex-power plant station-wise despatch schedule.

(ii) The "net drawal schedule" to each regional entity , in MW for different time block, for the next day. The summation of the station-wise ex-power plant drawal schedules from all ISGS and drawal from /injection to regional grid consequent to other long term access, medium term and short-term open access transactions, after deducting the transmission losses (estimated), shall constitute the regional entity-wise drawal schedule.

8 The SLDCs/ISGS shall inform any modifications/changes to be made in drawal schedule/foreseen capabilities, if any, to RLDC by 10 PM or preferably earlier.

9. The hydro electric generation stations are expected to respond to grid frequency changes and inflow fluctuations. They would, therefore, be free to deviate from the given schedule as long as they do not cause a grid constraint. As a result, the actual net energy supply by a hydro generating station over a day may differ from schedule energy (ex-bus) for that day. A compensation shall then be made by the concerned load despatch centre in the day ahead schedule for the 4th day (day plus 3).

10. The declaration of the generating capability by hydro ISGS should include limitation on generation during specific time periods, if any, on account of restriction(s) on water use due to irrigation, drinking water, industrial, environmental considerations etc. The concerned Load Despatch Centre shall periodically check that the generating station is declaring the capacity and energy sincerely, and is not manipulating the declaration with the intent of making undue money through UI.

11. Since variation of generation in run-of-river power stations shall lead to spillage, these shall be treated as must run stations. All renewable energy power plants, except for biomass power plants, , and non-fossil fuel based cogeneration plants whose tariff is determined by the CERC shall be treated as 'MUST RUN' power plants and shall not be subjected to 'merit order despatch' principles.

12. Run-of-river power station with pondage and storage type power stations are designed to operate during peak hours to meet system peak demand. Maximum capacity of the station declared for the day shall be equal to the installed capacity including overload capability, if any, minus auxiliary consumption, corrected for the reservoir level. The Regional Load Despatch Centers shall ensure that generation schedules of such type of stations are prepared and the stations despatched for optimum utilization of available hydro energy except in the event of specific system requirements/constraints.

13. The schedule finalized by the concerned load despatch centre for hydro generating station, shall normally be such that the scheduled energy for a day equals the total energy (ex-bus) expected to be available on that day, as declared by the generating station, based on foreseen/planned water availability/release. It is also expected that the total net energy actually supplied by the generating station on that day would equal the declared total energy, in order that the water release requirement is met. While the 15-minute wise, deviations from schedule would be accounted for as

Unscheduled Interchange (UI), the net energy deviation for the whole day, if any, shall be additionally accounted for as shown in the illustration.

### Illustration

Suppose the foreseen/expected total energy (ex-bus) for Day-1 is E1, the scheduled energy is S1, actual net energy (metered) is A1, all in ex-bus MWh. Suppose the expected energy availability for Day 4, as declared by the generator, is E4. Then, the schedule for day4 shall be drawn up such that the scheduled energy for Day 4, shall be

$$\begin{aligned} S4 &= E4 + (A1 - (E1 -)), \text{ Similarly,} \\ S5 &= E5 + (A2 - (E2 -)), \\ S6 &= E6 + (A3 - (E3 -)), S7 = E7 + (A4 - \\ &(E4 -)), \text{ and so on.} \end{aligned}$$

14. While finalizing the above daily despatch schedules for the ISGS, RLDC shall ensure that the same are operationally reasonable, particularly in terms of ramping-up/ramping-down rates and the ratio between minimum and maximum generation levels. A ramping rate of upto 200 MW per hour should generally be acceptable for an ISGS and for a regional entity (50 MW in NER), except for hydro-electric generating stations which may be able to ramp up/ramp down at a faster rate.

15. While finalizing the drawal and despatch schedules as above, the RLDC shall also check that the resulting power flows do not give rise to any transmission constraints. In case any impermissible constraints are foreseen, the RLDC shall moderate the schedules to the required extent, under intimation to the concerned regional entities. Any changes in the scheduled quantum of power which are too fast or involve unacceptably large steps, may be converted into suitable ramps by the RLDC.

16. In the event of bottleneck in evacuation of power due to any constraint, outage, failure or limitation in the transmission system, associated switchyard and substations owned by the Central Transmission Utility or any other transmission licensee involved in inter-state transmission (as certified by the RLDC) necessitating reduction in generation, the RLDC shall revise the schedules which shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the bottleneck in evacuation of power has taken place to be the first one. Also, during the first, second and third time blocks of such an event, the scheduled generation of the ISGS shall be deemed to have been revised to be equal to actual generation, and the scheduled drawals of the beneficiaries shall be deemed to have been revised accordingly.

17. In case of any grid disturbance, scheduled generation of all the ISGS and scheduled drawal of all the beneficiaries shall be deemed to have been revised to be equal to their actual generation/drawal for all the time blocks

affected by the grid disturbance. Certification of grid disturbance and its duration shall be done by the RLDC.

18. Revision of declared capability by the ISGS(s) having two part tariff with capacity charge and energy charge(except hydro stations) and requisition by beneficiary(ies) for the remaining period of the day shall also be permitted with advance notice. Revised schedules/declared capability in such cases shall become effective from the 6th time block, counting the time block in which the request for revision has been received in the RLDC to be the first one. Provided that RLDC may allow revision, of the DC at 6 hourly intervals effective form 0000,0600,1200 and 1800 hours in case of Run of the River (ROR) and pondage based hydro generating stations, if there is large variation of expected energy (MWh) for the day compared to previous declaration.

19. Notwithstanding anything contained in Regulation 6.5(18), in case of forced outage of a unit for a Short Term bilateral transaction, where a generator of capacity of 100 MW and above is seller, the generator shall immediately intimate the same along with the requisition for revision of schedule and estimated time of restoration of the unit, to SLDC/RLDC as the case may be. With the objective of not affecting the existing contracts, the revision of schedule shall be with the consent of the buyer till 31.07.2010. Thereafter , consent of the buyer shall not be a pre-requisite for such revision of schedule. The schedule of the generator and the buyer shall be revised, accordingly. The revised schedules shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the forced outage is declared to be the first one.. The RLDC shall inform the revised schedule to the seller and the buyer. The original schedule shall become effective from the estimated time of restoration of the unit. However the transmission charges as per original schedule shall continue to be paid for two days.

20. If, at any point of time, the RLDC observes that there is need for revision of the schedules in the interest of better system operation, it may do so on its own, and in such cases, the revised schedules shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the revised schedule is issued by the RLDC to be the first one.

21. To discourage frivolous revisions, an RLDC may, at its sole discretion, refuse to accept schedule/capability changes of less than two (2) percent of previous schedule/capability. The schedule of thermal generating stations indicating fuel shortage while intimating the Declared Capacity to the RLDC shall not be revised except in case of forced outage of generating unit. Provided that in case of gas based ISGS, for optimum utilization of gas, this shall be permitted, i.e. in case of tripping of a unit, this gas may be diverted to another unit using the same gas .

22. The Regional Load Despatch Centre shall also formulate the procedure for meeting contingencies both in the long run and in the short run (Daily scheduling).

23. Special dispensation for scheduling of wind and solar generation

(i) With effect from 1.1.2011 Scheduling of wind power generation plants would have to be done for the purpose of UI where the sum of generation capacity of such plants connected at the connection point to the transmission or distribution system is 10 MW and above and connection point is 33 KV and above; and where PPA has not yet been signed. For capacity and voltage level below this, as well as for old wind farms ( A wind farm is collection of wind turbine generators that are connected to a common connection point) it could be mutually decided between the Wind Generator and the transmission or distribution utility, as the case may be, if there is no existing contractual agreement to the contrary . The schedule by wind power generating stations may be revised by giving advance notice to SLDC/RLDC, as the case may be. Such revisions by wind power generating stations shall be effective from 6<sup>th</sup> time-block ,the first being the time -block in which notice was given. There may be maximum of 8 revisions for each 3 hour time slot starting from 00:00 hours during the day.

(ii). The schedule of solar generation shall be given by the generator based on availability of the generator, weather forecasting, solar insolation, season and normal solar generation curve and shall be vetted by the RLDC in which the generator is located and incorporated in the inter-state schedule. ... If RLDC is of the opinion that the schedule is not realistic , it may ask the solar generator to modify the schedule.

(iii) Concerned RLDC and SLDC shall maintain the record of schedule from renewable power generating stations based on type of renewable energy sources i.e wind or solar from the point of view of grid security. While scheduling generating stations in a region, system operator shall aim at utilizing available wind and solar energy fully.

24. Generation schedules and drawal schedules issued/revised by the Regional Load Despatch Centre shall become effective from designated time block irrespective of communication success.

25 . For any revision of scheduled generation, including post facto deemed revision, there shall be a corresponding revision of scheduled drawals of the beneficiaries.

26 A procedure for recording the communication regarding changes to schedules duly taking into account the time factor shall be evolved by the Central Transmission Utility.

27. When for the reason of transmission constraints e.g. congestion or in the interest of grid security, it becomes necessary to curtail power flow on a transmission corridor, the transactions already scheduled may be curtailed by the Regional Load Despatch Centre.

28. The short-term customer shall be curtailed first followed by the medium-term customers, which shall be followed by the long-term customers and amongst the customers of a particular category, curtailment shall be carried out on *pro rata* basis.

29. After the operating day is over at 2400 hours, the schedule finally implemented during the day (taking into account all before-the-fact changes in despatch schedule of generating stations and drawal schedule of the States) shall be issued by RLDC. These schedules shall be the datum for commercial accounting. The average ex-bus capability for each ISGS shall also be worked out based on all before-the-fact advice to RLDC.

30. Collective Transaction through Power Exchange(s) would normally be curtailed subsequent to the Short Term Bilateral Transaction(s).

31. RLDCs would curtail a Transaction at the periphery of the Regional Entities. SLDC(s) shall further incorporate the inter-se curtailment of intra-State Entities to implement the curtailment.

32. RLDC shall properly document all above information i.e. station-wise foreseen ex-power plant capabilities advised by the generating stations, the drawal schedules advised by regional entities, all schedules issued by the RLDC, and all revisions/updating of the above.

33. The procedure for scheduling and the final schedules issued by RLDC, shall be open to all regional entities and other regional open access customers entities for any checking/verification, for a period of 5 days. In case any mistake/omission is detected, the RLDC shall forthwith make a complete check and rectify the same.

34. While availability declaration by ISGS shall have a resolution of one (1) MW and one (1) MWh, all entitlements, requisitions and schedules shall be rounded off to the nearest two decimal at each control area boundary for each of the transaction, to have a resolution of 0.01 MW and 0.01 MWh."

## 6.6 Reactive Power and Voltage Control

1. Reactive power compensation should ideally be provided locally, by generating reactive power as close to the reactive power consumption as possible. The Regional Entities except Generating Stations are therefore expected to provide local VAr compensation/generation such that they do not draw VAr from the EHV grid, particularly under low-voltage condition. To discourage VAr drawals by Regional Entities except Generating Stations, VAr exchanges with ISTS shall be priced as follows:

The Regional Entity except Generating Stations pays for VAr drawal when voltage at the metering point is below 97%

The Regional Entity except Generating Stations gets paid for VAr return when voltage is below 97%

The Regional Entity except Generating Stations gets paid for VAr drawal when voltage is above 103%

The Regional Entity except Generating Stations pays for VAr return when voltage is above 103%

Provided that there shall be no charge/payment for VAr drawal/return by a Regional Entity except Generating Stations on its own line emanating directly from an ISGS.

2. The charge for VArh shall be at the rate of 10 paise/kVArh w.e.f. 1.4.2010, and this will be applicable between the Regional Entity, except Generating Stations, and the regional pool account for VAr interchanges. This rate shall be escalated at 0.5 paise/kVArh per year thereafter, unless otherwise revised by the Commission.

3. Notwithstanding the above, RLDC may direct a Regional Entity except Generating Stations to curtail its VAr drawal/injection in case the security of grid or safety of any equipment is endangered.

4. In general, the Regional Entities except Generating Stations shall endeavor to minimize the VAr drawal at an interchange point when the voltage at that point is below 95% of rated, and shall not return VAr when the voltage is above 105%. ICT taps at the respective drawal points may be changed to control the VAr interchange as per a Regional Entity except Generating Stations's request to the RLDC, but only at reasonable intervals.

5. Switching in/out of all 400 kV bus and line Reactors throughout the grid shall be carried out as per instructions of RLDC. Tap changing on all 400/220 kV ICTs shall also be done as per RLDCs instructions only.

6. The ISGS and other generating stations connected to regional grid shall generate/absorb reactive power as per instructions of RLDC, within capability limits of the respective generating units, that is without sacrificing on the active generation required at that time. No payments shall be made to the generating companies for such VAr generation/absorption.

7. VAr exchange directly between two Regional Entities except Generating Stations on the interconnecting lines owned by them (singly or jointly) generally address or cause a local voltage problem, and generally do not have an impact on the voltage profile of the regional grid. Accordingly, the management/control and commercial handling of the VAr exchanges on such lines shall be as per following provisions, on case-by-case basis:

- i) The two concerned Regional Entities except Generating Stations may mutually agree not to have any charge/payment for VAr exchanges between them on an interconnecting line.

- ii) The two concerned Regional Entities except Generating Stations may mutually agree to adopt a payment rate/scheme for VAr exchanges between them identical to or at variance from that specified by CERC for VAr exchanges with ISTS. If the agreed scheme requires any additional metering, the same shall be arranged by the concerned Beneficiaries.
- iii) In case of a disagreement between the concerned Regional Entities except Generating Stations (e.g. one party wanting to have the charge/payment for VAr exchanges, and the other party refusing to have the scheme), the scheme as specified in Annexure-2 shall be applied. The per kVArh rate shall be as specified by CERC for VAr exchanges with ISTS
- iv) The computation and payments for such VAr exchanges shall be effected as mutually agreed between the two Beneficiaries.

## PART 7

### Miscellaneous

- (1) Nothing in these Regulations shall be deemed to limit or otherwise affect the power of the Commission to pass such orders as may be necessary for meeting the ends of justice or to prevent the abuse of the process of the Commission.
- (2) Nothing in these Regulations shall bar the Commission from adopting in conformity with the provisions of the Act, a procedure, which is at variance with any of the provisions of these Regulations including summary procedures, if the Commission, in view of the special circumstance of a matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient for so dealing with such a matter or class of matters.
- (3) Nothing in these Regulations shall bar the Commission to deal with any matter or exercise any power under the Act for which no regulations have been framed, and the Commission may deal with such matters, powers and functions in a manner it thinks fit.
- (4) The Commission may by general or special order, for reasons to be recorded in writing, and after giving an opportunity of hearing to the parties likely to be affected by grant of relaxation, may relax any of the provisions of these regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

ALOK KUMAR, Secy.

[ADVT-II/4/150/2010/Exty.]

**Annexure-1**

(Refer section 6.1 (d))

**Complementary Commercial Mechanism**

1. The beneficiaries shall pay to the respective ISGS Capacity charges corresponding to plant availability and/or Energy charges for the scheduled dispatch, in accordance with the relevant contracts /orders of CERC. The bills for these charges shall be issued by the respective ISGS to each beneficiary on monthly basis.
  
2. The sum of the above two charges from all beneficiaries shall fully reimburse the ISGS for generation according to the given dispatch schedule. In case of a deviation in actual generation from the dispatch schedule, the concerned ISGS shall receive or shall pay in accordance with UI regulation of CERC. Similarly, the deviation of actual drawl by any regional entity from the net drawl schedule shall be treated as UI. All 15-minute energy figures (net scheduled, actually metered and UI) shall be rounded off to the nearest 0.01 MW. The UI charges and the modalities of settlement of UI shall be in accordance with UI Regulation of CERC .
  
3. Wind energy being of variable nature, needs to be predicted with reasonable accuracy for proper scheduling and dispatching of power from these sources in the interconnected system. Hence wind generation forecasting is necessary for increased penetration. Wind generation forecasting can be done on an individual developer basis or joint basis for an aggregated generation capacity of 10 MW and above connected at a connection point of 33 KV and above. If done jointly, the wind forecasting facility shall be built and operated by wind developers in the area and sharing of the cost shall be mutually discussed and agreed.
  
4. The wind energy forecasting system shall forecast power based on wind flow data at the following time intervals:
  - i) Day ahead forecast: Wind/power forecast with an interval of 15 minutes for the next 24 hours for the aggregate Generation capacity of 10 MW and above.
  
  - ii) The schedule by such wind power generating stations supplying inter-state power under long-term access and medium-term and short-term open access may be revised by giving advance notice to RLDC. Such revisions by wind power generating stations shall be effective from 6<sup>th</sup> time-block ,the first being the time -block in which notice was given. There may be maximum of 8 revisions for each 3 hour time slot starting

**16. Interfaces for Scheduling and UI Accounting In Inter-regional Exchanges:**

1. The regional boundaries for scheduling, metering and UI accounting of inter-regional exchanges shall be as follows:

- Eastern Region end of inter-regional links between Eastern Region and Southern, Western and Northern Regions.
- North-eastern end of inter-regional links between Eastern and North Eastern Region
- Western Region end of inter-regional links between Southern and Western Region
- Western Region end of inter-regional links between Northern and Western Region.

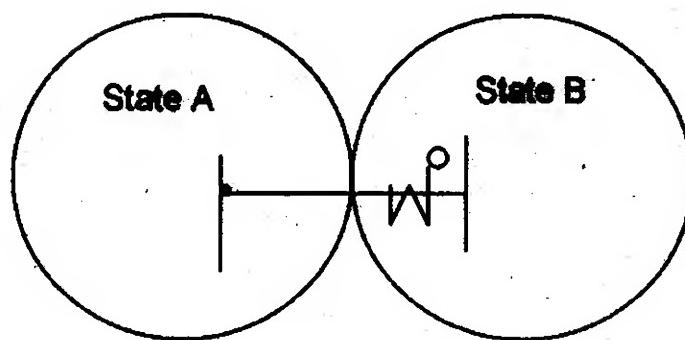
2. No attempt shall be made to split the inter-regional schedules into link-wise schedules (where two regions have two or more interconnections).

**Annexure-2**

(refer section 6.6.7(iii))

**PAYMENT FOR REACTIVE ENERGY EXCHANGES ON STATE-OWNED LINES**

**Case – 1:** Interconnecting line owned by State-A Metering Point :  
Substation of State-B



9. NLDC shall prepare, within one month of notification of these regulations, a detailed procedure for implementation of the mechanism of Renewable Regulatory Fund and submit the same for approval by the Commission.

10. Regional Energy Accounts on monthly basis shall be prepared and issued by the RPC Secretariats for the purpose of billing and payment of various charges. Regional Energy Account for a month shall be issued in the following month based on the data provided by RLDC.

11. RPC Secretariats shall also issue the weekly statement for VAR charges, to all regional entities who have a net drawal/injection of reactive energy under low/high voltage conditions. These payments shall also have a high priority and the concerned regional entities and other regional entities shall pay the indicated amounts into regional reactive pool account operated by the RLDC within 10 (ten) days of statement issue, provided that the Commission may direct any entity other than RLDC to operate the regional reactive pool account. The regional entities who have to receive the money on account of VAR charges would then be paid out from the regional reactive pool account, within two(2) working days from the receipt of payment in the Reactive pool account.

12. If payments against the above VAr charges are delayed by more than two days, i.e., beyond twelve (12) days from statement issue, the defaulting regional entity shall have to pay simple interest @ 0.04% for each day of delay. The interest so collected shall be paid to the regional entities who had to receive the amount, payment of which got delayed. Persistent payment defaults, if any, shall be reported by the RLDC to the Member Secretary, RPC, for initiating remedial action.

13. The money remaining in the regional reactive account after pay-out of all VAr charges upto 31<sup>st</sup> March of every year shall be utilized for training of the SLDC operators, and other similar purposes which would help in improving/streamlining the operation of the respective regional grids, as decided by the respective RPC from time to time.

14. In case the voltage profile of a regional grid improves to an extent that the total pay-out from the regional VAr charges account for a week exceeds the total amount being paid-in for that week, and if the regional reactive account has no balance to meet the deficit, the pay-outs shall be proportionately reduced according to the total money available in the above account..

15. The RLDC shall table the complete statement of the regional UI account and the regional Reactive Energy pool account in the RPC's Commercial Committee meeting, on a quarterly basis, for audit by the latter.

**16. Interfaces for Scheduling and UI Accounting in Inter-regional Exchanges:**

1. The regional boundaries for scheduling, metering and UI accounting of inter-regional exchanges shall be as follows:

- Eastern Region end of inter-regional links between Eastern Region and Southern, Western and Northern Regions.
- North-eastern end of inter-regional links between Eastern and North Eastern Region
- Western Region end of inter-regional links between Southern and Western Region
- Western Region end of inter-regional links between Northern and Western Region.

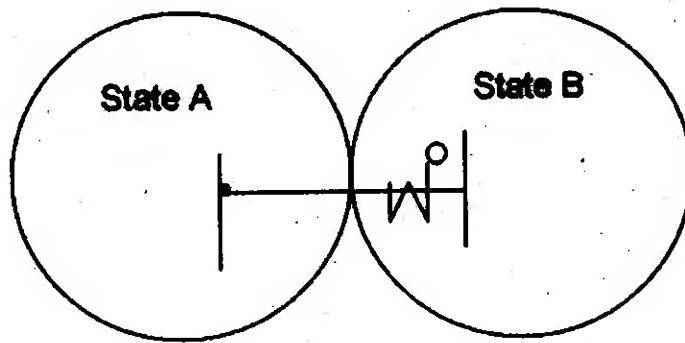
2. No attempt shall be made to split the inter-regional schedules into link-wise schedules (where two regions have two or more interconnections).

**Annexure-2**

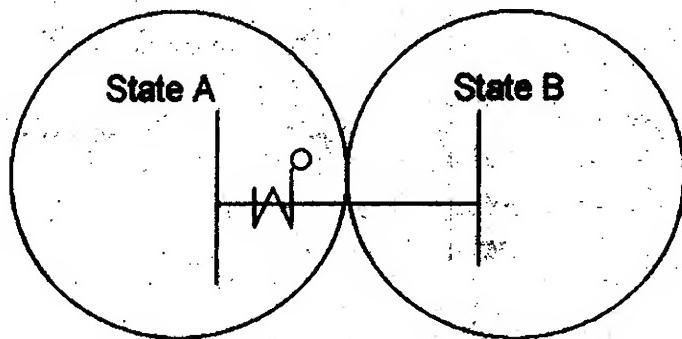
(refer section 6.6.7(iii))

**PAYMENT FOR REACTIVE ENERGY EXCHANGES ON STATE-OWNED LINES**

**Case – 1: Interconnecting line owned by State-A Metering Point :**  
**Substation of State-B**



**Case - 2:** Interconnecting line owned by State-B Metering point :  
Substation of State-A

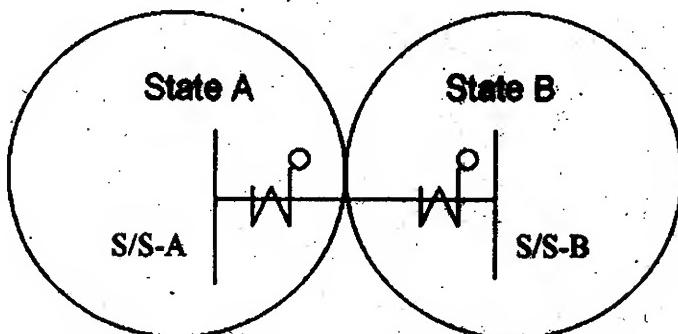


State-B pays to State-A for

- (i) Net VArh received from State-A while voltage is below 97%, and
- (ii) Net VArh supplied to State-A while voltage is above 103%

Note: Net VArh and net payment may be positive or negative

**Case – 3:** Interconnecting line is jointly owned by States-A and –B.  
Metering points : Substations of State-A and State-B



Net VArh exported from S/S-A, while voltage < 97% =  $X_1$  Net VArh

exported from S/S-A, while voltage > 103% =  $X_2$  Net VArh imported at

S/S-B, while voltage < 97% =  $X_3$  Net VArh imported at S/S-B, while

voltage > 103% =  $X_4$

(i) State-B pays to State-A for

$X_1$  or  $X_3$ , whichever is smaller in magnitude, and

(ii) State-A pays to State-B for

$X_2$  or  $X_4$ , whichever is smaller in magnitude. Note:

1. Net VArh and net payment may be positive or negative.
2. In case  $X_1$  is positive and  $X_3$  is negative, or vice-versa, there would be no payment under (i) above.
3. In case  $X_2$  is positive and  $X_4$  is negative, or vice-versa, there would be no payment under (ii) above.

## Appendix

### A. Illustrative examples for commercial settlement for Wind Generation (WG) (Reference – Para 5 of Annexure-I of the IEGC)

The commercial settlement procedure is explained below:

#### Case 1: Actual as per generation schedule

Schedule (MW)	Actual generation (MW)	Implication on purchaser	Unscheduled Interchange (UI)	
			Implication on host state	Implication on wind generator
100	100	Purchaser to pay Wind Generator for 100 MW at contracted rate.	No implication on host state.	No implication on wind generator.

### Case 2: Under Injection by the Wind Generator within 30 % variation

Schedule unit (MW)	Actual generation unit (MW)	Implication on purchaser	Unscheduled Interchange (UI)	
			Implication on host state	Implication on wind generator
100	70	Payment to be made by purchaser for 70 MW (as per actual) at contracted rate and for 30 MW to Renewable Regulatory Fund (RRF) at UI rate of his region.	For 30 MW UI liability on the host state, as a result of under generation by the Wind Generator embedded in the State system, the same shall be received by the host state from RRF.	No implication on wind generator

### Case 3: Under Injection by the Wind Generator beyond 30 % variation

Schedule (MW)	Actual generation (MW)	Implication on purchaser	Unscheduled Interchange (UI)	
			Implication on host state	Implication on wind generator
100	80	To pay for 70 MW to wind generator (since, in this range, the wind generator comes under UI mechanism) at contracted rate. 30 MW by purchaser at UI rate in his Region, to RRF	Out of 40 MW liability of UI on Host State on account of under generation by wind generator, UI for 30 MW shall be received by the host state from RRF and UI of 10 MW would be received from the UI pool.	UI rate for 10 MW payable by Wind Generator to UI Pool

Case 4: Over Injection by the wind generator within 30% variation

Schedule ( MW)	Actual generation ( MW)	Implication on purchaser	Unscheduled Interchange (UI)	
			Implication on host state	Implication on wind generator
100	130	To pay for 130 MW to wind generator at contracted rate. Purchaser shall receive payment for 30 MW from RRF at UI rate of his region.	For 30 MW, UI benefit for the host State on account of over-generation by wind generator to be passed on to the RRF.	No implication on wind generator.

Case 5: Over Injection by the wind generator from 130% to 150 % generation (as compared to schedule)

Schedule ( MW)	Actual generation ( MW)	Implication on purchaser	Unscheduled Interchange (UI)	
			Implication on host state	Implication on wind generator
100	140	To pay for 130 MW at contracted rate. Purchaser shall receive payment for 30 MW from RRF at UI rate of his region.	For 40 MW UI benefit for the Host State on account of over generation by wind generator, UI for 30 MW to be passed on to the RRF and UI for 10 MW to be passed to UI pool.	UI for 10 MW to be received from UI pool.

**Case 6: Over Injection by the wind generator beyond 150 % (as compared to schedule)**

Schedule ( MW)	Actual generatio n ( MW)	Implication on purchaser	Unscheduled Interchange (UI)	
			Implication on host state	Implication on wind generator
100	160	To pay for 130 MW at contracted rate. Purchaser shall receive payment for 30 MW from RRF at UI rate of his region.	For 60 MW benefit for the Host State from UI Pool on account of higher generation by wind, UI for 30 MW to be passed on to RRF and UI for 30 MW to be passed on to UI pool.	UI for 20 MW to be received by Wind Generator from UI Pool at the UI rate applicable at that particular time and for 10 MW UI to be received by Wind Generator from UI Pool at the UI rate applicable for frequency interval below 50.02 and not below 50.00 Hz.

**Note:**

- (1) For all of the above scenarios, the UI rate shall be the normal UI rate applicable at that particular time block except in case 6 i.e. for over injection beyond 50 %. In this case the wind generator shall get UI for injection beyond 50% of the schedule at the UI rate applicable for frequency interval below 50.02 and not below 50.00 Hz, in accordance with the CERC (Unscheduled Interchange Charges and related matters Regulations,2009, as amended from time to time.
- (2) The balance in the Renewable Regulatory Fund (RRF) on account of UI by the wind generators in all states, whether surplus or deficit, shall be shared by all the states of India in the ratio of their peak demands in the previous month. The RRF shall be operated by the NLDC on a national basis.
- (3) For all cases above it is assumed that Purchasers drawal is as per schedule.

**B. Illustrative examples for commercial settlement for Solar Generation (Reference – Para 7 of Annexure-I of the IEGC)**

Solar generator to give schedule to the concerned SLDC and RLDC. Purchasing state to pay to solar generator at contracted rate for whatever power is generated by the solar generation. Remaining under drawal / over-drawal to be settled in UI mechanism and RRF.

**Case 1: Actual as per generation schedule**

Schedule ( MW)	Actual generation (MW)	Implication on purchaser	Unscheduled Interchange (UI)	
			Implication on host state	Implication on Solar Generator
5	5	Purchaser to pay Solar Generator for 5 MW at contracted rate.	No implication on host state.	No implication on wind generator.

**Case 2: Under Injection by the Solar Generator**

Schedule unit (MW)	Actual generation unit ( MW)	Implication on purchaser	Unscheduled Interchange (UI)	
			Implication on host state	Implication on Solar Generator
5	4	Payment to be made by purchaser for 4 MW (as per actual) at contracted rate and for 1 MW to RRF at UI rate.	For 1 MW UI liability on the host state, as a result of under generation by the Solar Generator embedded in the State system, the same shall be received by the host state from RRF at UI rate.	No implication on Solar Generator

Case 3: Over Injection by the Solar Generator

Schedule (MW)	Actual generation (MW)	Implication on purchaser	Unscheduled Interchange (UI)	
			Implication on host state	Implication on solar generator
5	6	To pay for 6 MW to Solar generator at contracted rate. Purchaser shall receive payment for 1 MW from RRF at Contracted rate.	For 1 MW, benefit for the host State on account of over-generation by solar generator to be passed on to the RRF at UI rate	No implication on Solar Generator